

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

VINÍCIUS CALDEIRA MELEK

OPERAÇÃO DE PCH'S COM ÊNFASE NO ASPECTO NEGOCIAL

CURITIBA
2016

VINÍCIUS CALDEIRA MELEK

OPERAÇÃO DE PCH'S COM ÊNFASE NO ASPECTO NEGOCIAL

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental, Área de Concentração em Engenharia de Recursos Hídricos, Departamento de Hidráulica e Saneamento, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, como requisito para a obtenção do título de mestre em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental

Orientador: Prof. PhD. Marcelo Rodrigues Bessa
Coorientador: Prof. PhD. Heinz Dieter Oskar August Fill

CURITIBA
2016

Melek, Vinícius Caldeira

Operação de PCH's com ênfase no aspecto negocial / Vinícius Caldeira Melek. – Curitiba, 2016.

202 f. : il.; tabs.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Paraná, Setor de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental.

Orientador: Marcelo Rodrigues Bessa

Coorientador: Heinz Dieter Oskar August Fill

Bibliografia: p. 127-133

1. Usinas Hidrelétricas. 2. Usinas termoelétricas. 3. Energia elétrica - Distribuição. I. Bessa, Marcelo Rodrigues. II. Fil, Heinz Dieter August. III. Título.

CDD 621.319139

Dedico aos meus familiares e aos meus orientadores, que tornaram este projeto possível.



TERMO DE APROVAÇÃO

Vinícius Caldeira Melek

“Operação de PCH’S com Ênfase no Aspecto Negocial”

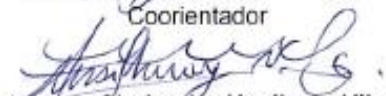
Dissertação aprovada como requisito parcial à obtenção do grau de Mestre, pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental do Setor de Tecnologia da Universidade Federal do Paraná, pela comissão formada pelos professores:

PRESIDENTE:


Marcelo Rodrigues Bessa
Universidade Federal do Paraná
Orientador

MEMBROS:


Heinz Dieter Fill
Universidade Federal do Paraná
Coorientador


Clodomiro Unsihuay Vila
Universidade Federal do Paraná


Miriam Rita Moro Mine
Universidade Federal do Paraná


Eloy Kaviski
Universidade Federal do Paraná


Daniel Henrique Marco Detzel
Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento - LACTEC

Curitiba, 08 de abril de 2016

AGRADECIMENTOS

Ao meu orientador Prof. PhD Marcelo Rodrigues Bessa e ao coorientador Prof. PhD Heinz Dieter Oskar August Fill, pelo acompanhamento, orientação e amizade. Aos colegas: Dr. Daniel Henrique Marco Detzel, Msc. Julien Dias e PhD Guilherme Henrich, pois sem eles este estudo não seria possível.

Ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental, do Setor de Tecnologia, da Universidade Federal do Paraná, na pessoa do seu coordenador Prof. Dr. Tobias Bleninger, pelo apoio recebido.

Ao Colegiado do Curso de Pós-Graduação em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental, pela compreensão nos momentos difíceis.

O planejamento de longo prazo não lida com decisões futuras, mas com o futuro de decisões presentes.

Peter Drucker

SUMÁRIO

RESUMO.....	9
ABSTRACT.....	11
LISTA DE FIGURAS.....	12
LISTA DE TABELA	17
LISTA DE SIGLAS.....	21
INTRODUÇÃO.....	23
OBJETIVOS.....	24
OBJETIVOS ESPECÍFICOS	25
JUSTIFICATIVA.....	25
ESTRUTURA DO TRABALHO.....	26
1. CONCEITOS E FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	27
1.1. SISTEMA HIDROTÉRMICO	27
1.1.1. Usinas hidrelétricas (UHEs)	29
1.1.2. Usinas termelétricas (UTE's).....	35
1.1.3. Planejamento do sistema elétrico brasileiro	39
1.1.3.1 Custos marginais (CMs) do SEB.....	41
1.1.3.2 Otimização da operação do SEB - métodos computacionais.....	43
1.1.4. Regras básicas do Sistema Elétrico Brasileiro	46
1.1.4.1 Energia garantida	46
1.1.4.2 Agentes de mercado e ambientes de contratação	54
1.2. MÉTODO DE MONTE CARLO	56
1.3 ANÁLISE DE INVESTIMENTOS.....	59
1.3.1 Diagrama de fluxo de caixa	59
1.3.2 Valor temporal do dinheiro	60
1.3.3 Taxa interna de retorno (TIR)	62
1.3.4 <i>Payback</i>	63
2 MÉTODO	65
2.1 VAZÕES SINTÉTICAS	66

2.1.1	Autoregressivo de 1ª ordem (AR(1)) log-normal LN3	67
2.1.2	CARMA (Contemporâneo Autoregressivo de Médias Móveis)	68
2.1.2.1	Identificação do modelo	70
2.1.2.2	Estimação dos parâmetros do modelo	70
2.1.2.3	Validação do modelo	71
2.1.3	Autoregressivos periódicos - PAR(p)	71
2.1.3.1	Ajuste do modelo	75
2.1.4	Vazões sintéticas (modelos AR(1), CARMA e PAR(p))	75
2.2	SIMULAÇÃO ENERGÉTICA	77
2.3	PREVISÃO DE RECEITAS POR CONTRATOS DE ENERGIA	79
2.4	ANÁLISE FINANCEIRA PELO MÉTODO DE MONTE CARLO	85
3	DESCRIÇÃO DA ÁREA DE ESTUDO E DADOS UTILIZADOS	87
3.1	PCH SÃO JORGE	87
3.1.1	Custos estimados da PCH São Jorge	95
3.2	PCH PITO	96
3.2.1	Custos estimados da PCH Pito	104
3.3	USINA BIOMASSA	105
3.3.1	Custos estimados da Usina de biomassa	107
4.	RESULTADOS	108
4.1	COMPARAÇÃO ENTRE AS SÉRIES HISTÓRICAS, AR(1), CARMA E PAR(P) (PRODUZIDA PELO GEVAZP)	108
4.2	RESUMO DOS RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES COM O MODELO AR(1)	111
4.3	RESUMOS DOS RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES COM O MODELO CARMA(1,0)	115
4.4	RESUMO DOS RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES COM O MODELO PAR(P) – UTILIZADO NO GEVAZP	118
4.5	RESUMO DOS RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES DA REPOTENCIAÇÃO DA PCH SÃO JORGE (9,5 MW E 5,19 MW DE ENERGIA GARANTIDA) COM O MODELO PAR(P) – UTILIZADO NO GEVAZP	122
5.	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	124
	REFERÊNCIAS	127

ANEXOS134

RESUMO

Apresenta-se um estudo com objetivo de verificar a possibilidade de aumentar o fluxo de receitas de pequenas centrais hidrelétricas (PCH's) para os geradores do Sistema Interligado Nacional (SIN). Para que isto ocorra, quatro situações de comercialização são avaliadas: (i) em função de contratos bilaterais de comercialização de energia entre agente e gerador (realizado no mercado livre de energia); (ii) supõe que as usinas hidrelétricas operem no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), (iii) associado ao MRE, há uma usina térmica a biomassa que opera com contrato bilateral e (iv) as usinas hidrelétricas comercializam energia no mercado livre associadas a uma usina térmica a biomassa que também opera por contrato bilateral. Além disso, foi simulada a repotenciação da PCH São Jorge para verificar qual a melhor escolha sob o ponto de vista econômico. A energia produzida é calculada por meio de vazões sintéticas geradas por três métodos diferentes (CARMA(1,0), AR(1) e PAR(p)). A geração elétrica é calculada em função da vazão gerada para um horizonte de 60 meses. O Método de Monte Carlo é aplicado para avaliar o fluxo de receitas em função do custo marginal operacional (retirado do modelo NEWAVE) para 1000 séries sintéticas. Concluiu-se que houve receitas maiores para a operação no mercado livre do que as PCHs operando no MRE, a inclusão de biomassa proporciona um aumento substancial nas receitas, a repotenciação das usinas geram um ganho para sociedade com aumento de energia gerada e a construção de PCH+usina a biomassa, é uma alternativa melhor que PCH+PCH, pois a usina térmica traz mais confiabilidade de suprimento energético. Este estudo foi realizado para as seguintes PCH's: São Jorge e Pito, localizadas nos municípios Barra Bonita e Campos Novos, respectivamente, ambas no Estado de Santa Catarina e a usina complementar fictícia, que fica no município de Rondon, no Estado do Paraná.

Palavras-chave: PCH's, Usina a biomassa, Geração hidrelétrica, MRE, Comercialização de Energia.

ABSTRACT

Presents a study to verify the possibility of increasing the flow of small hydropower revenues (PCH's) for the generators of the Brazilian National Interconnected System (SIN). Four alternatives after commercialization are evaluated: (i) bilateral contracts for sales between consumer and generator conducted in the free energy market; (ii) hydroelectric plants operating within the Energy Reallocation Mechanism (MRE), (iii) addition of a thermal biomass plant that operates with bilateral contracts and (iv) hydroelectric plants operating in MRE and associated with the biomass power plant. In addition, we also performed the re-powering of PCH São Jorge to find what the best choice from an economic point of view. The energy produced is computed by means of synthetic flows generated by three different methods: CARMA, AR(1) and PAR(p). The energy generation is computed using flow series for 60 months. The Monte Carlo method is applied to the cash flow depending on the operational marginal cost (taken from NEWAVE model) for 1000 series. We concluded that there were higher revenues for the operation in the free market than PCHs operating in MRE, the inclusion of biomass provides a substantial increase in revenues, repowering the plants generate a gain for society generated increased energy and construction PCH + biomass plant is a better alternative than PCH + PCH, because the thermal plant brings more energy supply reliability. This study was performed in the following power plants: São Jorge and Pito, located in Barra Bonita and Campos Novos cities, respectively, both in the State of Santa Catarina and an additional plant fictitious in Rondon city, State of Paraná.

Keywords: PCH's, Biomass plant, Hydroelectric, MRE, Commercialization of Energy.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 – Sistema hidrotérmico brasileiro.....	28
FIGURA 2 – Mapa do SIN destaque para os subsistemas e interligações	29
FIGURA 3 – Perfil esquemático de usina hidrelétrica	30
FIGURA 4 – Potencial hidrelétrico.....	34
FIGURA 5 - Sequência de processos de conversão de energia durante a geração de eletricidade numa central termelétrica a vapor.....	35
FIGURA 6 – Usina termelétrica a vapor	36
FIGURA 7 – Usina a gás.....	37
FIGURA 8 – Usina Térmica a ciclo combinado	38
FIGURA 9 – Custo de geração de usina termelétrica	39
FIGURA 10 – Operação ótima do SEB	41
FIGURA 11 – Processo de planejamento da operação.....	42
FIGURA 12 – Subsistema brasileiro simplificado	44
FIGURA 13 – Esquema de divisão de quedas dos rios	47
FIGURA 14 – Esquema do SEB com MRE em funcionamento.....	49
FIGURA 15 – Representação do Método Monte Carlo	58
FIGURA 16 – Diagrama de fluxo de caixa	60
FIGURA 17 – Fluxograma da Hipótese (A)	80
FIGURA 18 – Fluxograma da Hipótese (B)	82
FIGURA 19 – Fluxograma da Hipótese (C).....	83
FIGURA 20 – Fluxograma da Hipótese (D).....	84
FIGURA 21 – Função das gerações de séries sintéticas se convertendo em receita	85
FIGURA 22 – PCH São Jorge - localização	88
FIGURA 23 – Projeto básico PCH São Jorge	89
FIGURA 24 – Projeto básico PCH São Jorge – circuito de geração (tomada d'água e túnel adutor)	89
FIGURA 25 – Projeto básico PCH São Jorge – circuito de geração (tomada d'água e túnel adutor) (continuação)	90

FIGURA 26 – Projeto básico PCH São Jorge – circuito de geração (bifurcação menor e casa de força).....	90
FIGURA 27 – Projeto básico PCH São Jorge – arranjo físico da Casa de Força.....	91
FIGURA 28 – Correlação Linha Polaca (74310000) x Abelardo Luz (73600000)	93
FIGURA 29 – Correlação Ponte do Sargento (74320000) x Abelardo Luz (73600000)	94
FIGURA 30 – Correlação Linha Polaca (74310000) x Ponte do Sargento (74320000)	94
FIGURA 31 – Localização da PCH Pito	97
FIGURA 32 – Projeto básico PCH Pito	98
FIGURA 33 – Projeto básico PCH Pito	98
FIGURA 34 – Projeto básico PCH Pito – tomada d’água e casa de força	99
FIGURA 35 – Projeto básico PCH Pito – corte na Casa de Força	100
FIGURA 36 – Projeto básico PCH Pito – planta baixa da Casa de Força.....	100
FIGURA 37 – Projeto básico PCH Pito – corte da Casa de Força (eixo do gerador 02)	101
FIGURA 38 – Geração de energia de uma usina de biomassa típica com 6,00MW	106
FIGURA 39 – Processo de moagem da cana-de-açúcar para geração de energia	106
FIGURA 40 – Comparação das vazões médias mensais da PCH São Jorge (histórica, CARMA (1,0), AR(1) e GEVAZP).....	109
FIGURA 41 – Comparação das vazões médias mensais da PCH Pito (histórica, CARMA (1,0), AR(1) e GEVAZP)	111
FIGURA 42 – Fluxo de receita mensal obtido nos 4 casos estudados das 1000 séries sintéticas da PCH São Jorge para o período de 2013 a 2017, para o modelo AR(1).	112
FIGURA 43 – Fluxo de receita médio mensal obtido nos 4 casos estudados das 1000 séries sintéticas da PCH Pito para o período de 2013 a 2017, para o modelo AR(1).	112
FIGURA 44 – <i>Paybacks</i> obtidos nos 4 casos estudados das 1000 séries sintéticas da PCH São Jorge para o período de 2013 a 2017, para o modelo AR(1).	114
FIGURA 45 – <i>Paybacks</i> obtidos nos 4 casos estudados das 1000 séries sintéticas da PCH Pito para o período de 2013 a 2017, para o modelo AR(1).	114

FIGURA 46 – Fluxo de receita mensal obtido nos 4 casos estudados das 1000 séries sintéticas da PCH São Jorge para o período de 2013 a 2017, para o modelo CARMA.	115
FIGURA 47 – Fluxo de receita mensal obtido nos 4 casos estudados das 1000 séries sintéticas da PCH Pito para o período de 2013 a 2017, para o modelo CARMA.	116
FIGURA 48 – <i>Paybacks</i> obtidos nos 4 casos estudados das 1000 séries sintéticas da PCH São Jorge para o período de 2013 a 2017, para o modelo CARMA(1,0).	117
FIGURA 49 – <i>Paybacks</i> obtidos nos 4 casos estudados das 1000 séries sintéticas da PCH Pito para o período de 2013 a 2017, para o modelo CARMA (1,0).	118
FIGURA 50 – Fluxo de receita mensal obtido nos 4 casos estudados das 1000 séries sintéticas da PCH São Jorge para o período de 2013 a 2017, para o modelo PAR(p).	119
FIGURA 51 – Fluxo de receita mensal obtido nos 4 casos estudados das 1000 séries sintéticas da PCH Pito para o período de 2013 a 2017, para o modelo PAR(p).	119
FIGURA 52 – <i>Paybacks</i> obtidos nos 4 casos estudados das 1000 séries sintéticas da PCH São Jorge para o período de 2013 a 2017, para o modelo PAR(p).	121
FIGURA 53 – <i>Paybacks</i> obtidos nos 4 casos estudados das 1000 séries sintéticas da PCH Pito para o período de 2013 a 2017, para o modelo PAR(p).	121
FIGURA 54 – <i>Paybacks</i> obtidos nos 4 casos estudados das 1000 séries sintéticas da PCH São Jorge e também da sua repotenciação, para o período de 2013 a 2017, para o modelo PAR(p).	122
FIGURA 55 – Fluxo de receita médio mensal das 1000 séries sintéticas geradas pelo modelo AR(1) da PCH São Jorge para o período estudado, com venda de energia no mercado livre.	149
FIGURA 56 – Fluxo de receita médio mensal das 1000 séries sintéticas geradas pelo modelo AR(1) da PCH Pito para o período estudado, com venda de energia no mercado livre.	150
FIGURA 57 – Fluxo de receita médio mensal das 1000 séries sintéticas geradas pelo modelo AR(1) da PCH São Jorge para o período estudado, com venda de energia no MRE.	153
FIGURA 58 – Fluxo de receita médio mensal das 1000 séries sintéticas geradas pelo modelo AR(1) da PCH Pito para o período estudado, com venda de energia no MRE.	154

FIGURA 59 – Fluxo de receita médio mensal das 1000 séries sintéticas geradas pelo modelo AR(1) da PCH São Jorge para o período estudado, com venda de energia no MRE e uma usina de biomassa que opera por contrato bilateral	157
FIGURA 60 – Fluxo de receita médio mensal das 1000 séries sintéticas geradas pelo modelo AR(1) da PCH Pito para o período estudado, com venda de energia no MRE e uma usina de biomassa que opera por contrato bilateral	157
FIGURA 61 – Fluxo de receita médio mensal das 1000 séries sintéticas geradas pelo modelo AR(1) da PCH São Jorge para o período estudado, com venda de energia no mercado livre e uma usina de biomassa que opera por contrato bilateral	160
FIGURA 62 – Fluxo de receita médio mensal das 1000 séries sintéticas geradas pelo modelo AR(1) da PCH Pito para o período estudado, com venda de energia no mercado livre e uma usina de biomassa que opera por contrato bilateral	161
FIGURA 63 – Fluxo de receita médio mensal das 1000 séries sintéticas geradas pelo modelo CARMA da PCH São Jorge para o período estudado, com venda de energia no mercado livre	164
FIGURA 64 – Fluxo de receita médio mensal das 1000 séries sintéticas geradas pelo modelo CARMA da PCH Pito para o período estudado, com venda de energia no mercado livre	165
FIGURA 65 – Fluxo de receita médio mensal das 1000 séries sintéticas geradas pelo modelo CARMA da PCH São Jorge para o período estudado, com venda de energia no MRE.	168
FIGURA 66 – Fluxo de receita médio mensal das 1000 séries sintéticas geradas pelo modelo CARMA da PCH Pito para o período estudado, com venda de energia no MRE.	168
FIGURA 67 – Fluxo de receita médio mensal das 1000 séries sintéticas geradas pelo modelo CARMA da PCH São Jorge para o período estudado, com venda de energia no MRE e uma usina de biomassa que opera por contrato bilateral	171
FIGURA 68 – Fluxo de receita médio mensal das 1000 séries sintéticas geradas pelo modelo CARMA da PCH Pito para o período estudado, com venda de energia no MRE e uma usina de biomassa que opera por contrato bilateral	172
FIGURA 69 – Fluxo de receita médio mensal das 1000 séries sintéticas geradas pelo modelo CARMA da PCH São Jorge para o período estudado, com venda de energia no mercado livre e uma usina de biomassa que opera por contrato bilateral	175

FIGURA 70 – Fluxo de receita médio mensal das 1000 séries sintéticas geradas pelo modelo CARMA da PCH Pito para o período estudado, com venda de energia no mercado livre e uma usina de biomassa que opera por contrato bilateral	175
FIGURA 71 – Fluxo de receita médio mensal das 1000 séries sintéticas geradas pelo modelo PAR(p) da PCH São Jorge para o período estudado, com venda de energia no mercado livre.....	178
FIGURA 72 – Fluxo de receita médio mensal das 1000 séries sintéticas geradas pelo modelo PAR(p) da PCH Pito para o período estudado, com venda de energia no mercado livre.....	179
FIGURA 73 – Fluxo de receita médio mensal das 1000 séries sintéticas geradas pelo modelo PAR(p) da PCH São Jorge para o período estudado, com venda de energia no MRE.	182
FIGURA 74 – Fluxo de receita médio mensal das 1000 séries sintéticas geradas pelo modelo PAR(p) da PCH Pito para o período estudado, com venda de energia no MRE.	182
FIGURA 75 – Fluxo de receita médio mensal das 1000 séries sintéticas geradas pelo modelo PAR(p) da PCH São Jorge para o período estudado, com venda de energia no MRE e uma usina de biomassa que opera por contrato bilateral	185
FIGURA 76 – Fluxo de receita médio mensal das 1000 séries sintéticas geradas pelo modelo PAR(p) da PCH Pito para o período estudado, com venda de energia no MRE e uma usina de biomassa que opera por contrato bilateral	185
FIGURA 77 – Fluxo de receita médio mensal das 1000 séries sintéticas geradas pelo modelo PAR(p) da PCH São Jorge para o período estudado, com venda de energia no mercado livre e uma usina de biomassa que opera por contrato bilateral	188
FIGURA 78 – Fluxo de receita médio mensal das 1000 séries sintéticas geradas pelo modelo PAR(p) da PCH Pito para o período estudado, com venda de energia no mercado livre e uma usina de biomassa que opera por contrato bilateral	189
FIGURA 79 – Fluxo de receita médio mensal das 1000 séries sintéticas geradas pelo modelo PAR(p) da PCH São Jorge com repotenciação para o período estudado, com venda de energia no mercado livre	192
FIGURA 80 – Fluxo de receita médio mensal das 1000 séries sintéticas geradas pelo modelo PAR(p) da PCH São Jorge com repotenciação para o período estudado, com venda de energia no MRE.....	195

FIGURA 81 – Fluxo de receita médio mensal das 1000 séries sintéticas geradas pelo modelo PAR(p) da PCH São Jorge com repotenciação para o período estudado, com venda de energia no MRE e uma usina de biomassa que opera por contrato bilateral 198

FIGURA 82 – Fluxo de receita médio mensal das 1000 séries sintéticas geradas pelo modelo PAR(p) da PCH São Jorge com repotenciação para o período estudado, com venda de energia no mercado livre e uma usina de biomassa que opera por contrato bilateral.....201

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Critérios de energia	48
Tabela 2 – Critérios da usina do MRE	50
Tabela 3 – Critérios de revisão dos montantes de garantia física	51
Tabela 4 – Exemplo do MRE para o sistema hidrelétrico em déficit	52
Tabela 5 – Custo de realocação de energia no MRE – geração em déficit.....	52
Tabela 6 – Exemplo do MRE para o sistema hidrelétrico em superávit	53
Tabela 7 – Custo de realocação de energia no MRE – geração em superávit	53
Tabela 8 – Contrato bilateral	53
Tabela 9 – Exemplo fluxo de caixa.....	60
Tabela 10 – Resumo dos impostos com base numa empresa de lucro presumido ..	86
Tabela 11 – Características da PCH São Jorge.....	92
Tabela 12 – Estações fluviométricas utilizadas – PCH São Jorge	92
Tabela 13 – Custos estimados da PCH São Jorge	95
Tabela 14 – Características PCH Pito.....	102
Tabela 15 – Estações fluviométricas utilizadas – PCH Pito	102
Tabela 16 – Estudos de correlação.....	103
Tabela 17 – Custos estimados da PCH Pito	104
Tabela 18 – Custos estimados da Usina a Biomassa	107
Tabela 19 – Parâmetros estatísticos – PCH São Jorge	109
Tabela 20 – Parâmetros estatísticos – PCH Pito	110
Tabela 21 – Resumo da TIR das 04 simulações do modelo AR(1).....	113
Tabela 22 – Resumo da TIR das 04 simulações do modelo CARMA	117
Tabela 23 – Resumo da TIR das 04 simulações do modelo PAR(p)	120
Tabela 24 – Resumo da TIR das 04 simulações do modelo PAR(p)	122
Tabela 25 – Série história de vazões médias (m ³ /s) mensais da PCH São Jorge ..	141
Tabela 26 – Série histórica de vazões médias (m ³ /s) mensais da PCH Pito.....	143
Tabela 27 – CMO médio calculado das 2000 séries geradas pelo NEWAVE	145
Tabela 28 – Valor do TEO.....	147
Tabela 29 – Estatísticas das receitas (R\$) geradas a partir das séries sintéticas pelo modelo AR(1)	148

Tabela 30 – Fluxo de caixa usando as séries sintéticas do modelo AR(1) (R\$) das PCH's no mercado livre.....	151
Tabela 31 – Estatísticas das receitas (R\$) geradas a partir das séries sintéticas pelo modelo AR(1) no MRE.	152
Tabela 32 – Fluxo de caixa usando as séries sintéticas do modelo AR(1) (R\$) das PCH's estudadas no MRE.....	155
Tabela 33 – Estatísticas das receitas (R\$) geradas a partir das séries sintéticas pelo modelo AR(1) no MRE com usina de biomassa.....	156
Tabela 34 – Fluxo de caixa das gerações de séries sintéticas do modelo AR(1) (R\$) das PCH's estudadas no MRE e com usina de biomassa com contrato bilateral ...	158
Tabela 35 – Estatísticas das receitas (R\$) geradas a partir das séries sintéticas pelo modelo AR(1) no mercado livre com usina de biomassa	159
Tabela 36 – Fluxo de caixa usando séries sintéticas do modelo AR(1) (R\$) das PCH's estudadas no mercado livre e com usina de biomassa com contrato bilateral	162
Tabela 37 – Estatísticas das receitas (R\$) geradas a partir das séries sintéticas pelo modelo CARMA.....	163
Tabela 38 – Fluxo de caixa usando séries sintéticas do modelo CARMA (R\$) das PCH's no mercado livre.....	166
Tabela 39 – Estatísticas das receitas (R\$) geradas a partir das séries sintéticas pelo modelo CARMA no MRE.....	167
Tabela 40 – Fluxo de caixa usando séries sintéticas do modelo CARMA (R\$) das PCH's estudadas no MRE.....	169
Tabela 41 – Estatísticas das receitas (R\$) geradas a partir das séries sintéticas pelo modelo CARMA no MRE com usina de biomassa	170
Tabela 42 – Fluxo de caixa usando séries sintéticas do modelo CARMA (R\$) das PCH's estudadas no MRE e com usina de biomassa com contrato bilateral	173
Tabela 43 – Estatísticas das receitas (R\$) geradas a partir das séries sintéticas pelo modelo CARMA no mercado livre com usina de biomassa.....	174
Tabela 44 – Fluxo de caixa usando séries sintéticas do modelo CARMA (R\$) das PCH's estudadas no mercado livre e com usina de biomassa com contrato bilateral	176

Tabela 45 – Estatísticas das receitas (R\$) geradas a partir das séries sintéticas pelo modelo PAR(p).....	177
Tabela 46 – Fluxo de caixa usando séries sintéticas do modelo PAR(p) (R\$) das PCH's no mercado livre.....	180
Tabela 47 – Estatísticas das receitas (R\$) geradas a partir das séries sintéticas pelo modelo PAR(p) no MRE.....	181
Tabela 48 – Fluxo de caixa usando séries sintéticas do modelo PAR(p) (R\$) das PCH's estudadas no MRE.....	183
Tabela 49 – Estatísticas das receitas (R\$) geradas a partir das séries sintéticas pelo modelo PAR(p) no MRE com usina de biomassa	184
Tabela 50 – Fluxo de caixa usando séries sintéticas do modelo PAR(p) (R\$) das PCH's estudadas no MRE e com usina de biomassa com contrato bilateral	186
Tabela 51 – Estatísticas das receitas (R\$) geradas a partir das séries sintéticas pelo modelo PAR(p) no mercado livre com usina de biomassa.....	187
Tabela 52 – Fluxo de caixa usando séries sintéticas do modelo PAR(p) (R\$) das PCH's estudadas no mercado livre e com usina de biomassa com contrato bilateral	190
Tabela 53 – Estatísticas das receitas (R\$) geradas da PCH São Jorge repotencializada, a partir das séries sintéticas pelo modelo PAR(p).....	191
Tabela 54 – Fluxo de caixa usando séries sintéticas do modelo PAR(p) (R\$) da PCH São Jorge repotencializada no mercado livre.....	193
Tabela 55 – Estatísticas das receitas (R\$) geradas da PCH São Jorge com repotenciação, a partir das séries sintéticas pelo modelo PAR(p) para o MRE	194
Tabela 56 – Fluxo de caixa usando séries sintéticas do modelo PAR(p) (R\$) da PCH São Jorge com repotenciação no MRE.....	196
Tabela 57 – Estatísticas das receitas (R\$) geradas para PCH São Jorge com repotenciação, a partir das séries sintéticas pelo modelo PAR(p) no MRE com usina de biomassa.....	197
Tabela 58 – Fluxo de caixa usando séries sintéticas do modelo PAR(p) (R\$) da PCH São Jorge com repotenciação no MRE e com usina de biomassa com contrato bilateral.....	199

Tabela 59 – Estatísticas das receitas (R\$) geradas a partir das séries sintéticas da PCH São Jorge com repotenciação pelo modelo PAR(p) no mercado livre com usina de biomassa	200
Tabela 60 – Fluxo de caixa usando séries sintéticas do modelo PAR(p) (R\$) da PCH São Jorge com repotenciação no mercado livre e com usina de biomassa com contrato bilateral.....	202

LISTA DE SIGLAS

ACL	- Ambiente de Contratação Livre
ACR	- Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	- Agência Nacional de Energia Elétrica
AR	- Autoregressivo
ARIMA	- Autoregressivo Integrado com Média Móvel
ARMA	- Autoregressivo Média Móvel
BNDES	- Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico
BL	- <i>Broken Line</i>
CANAMBRA	- Consórcio Canadense-Americano-Brasileiro
CARMA	- Autoregressivo Médias Móveis Contemporâneo
CCEE	- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCEAR	- Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado
CCOI	- Comitê Coordenador de Operação Interligada
CEPEL	- Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CER	- Contrato de Energia de Reserva
CHESF	- Companhia Hidrelétrica do São Francisco
COPEL	- Companhia Paranaense de Energia
CNAEE	- Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica
CNEN	- Comissão Nacional de Energia Nuclear
CM	- Custo Marginal
CME	- Custo Marginal de Expansão
CMO	- Custo Marginal de Operação
DNAE	- Departamento Nacional das Águas e Energia
DECOMP	- Modelo oficial do setor cujo horizonte é bimestral e discretização semanal para o primeiro mês
DNPM	- Departamento Nacional de Produção Mineral
EPE	- Empresa de Pesquisa Energética
FGN	- <i>Fraction Gaussian Noise</i>
FURNAS	- Furnas Centrais Elétricas
GCOI	- Grupo Coordenador de Operação Interligada

GEVAZP	- Geração de Séries Sintéticas de Energias e Vazões Periódicas
ICB	- Índice Custo-benefício
MAE	- Mercado Atacadista de Energia
MME	- Ministério de Minas e Energia
MRE	- Mecanismo de Realocação de Energia
NEWAVE	- Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Longo e Médio Prazo
PAR(p)	- Autoregressivo periódico de ordem p
PCH	- Pequena Central Hidrelétrica
PDDE	- Programação Dinâmica Dual Estocástica
PLD	- Preço de Liquidação das Diferenças
PNL	- Programação Não Linear
PROINFA	- Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia
ONS	- Operador Nacional do Sistema Elétrico
SEB	- Setor Elétrico Brasileiro
SIN	- Sistema Inteligado Nacional
SL	- <i>Shifting Level</i>
TIR	- Taxa Interna de Retorno
TMA	- Taxa Mínima de Atratividade
TUSD	- Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	- Tarifa pelo Uso do Sistema de Transmissão
UHEs	- Usinas Hidrelétricas
UTES	- Usinas Termelétricas

INTRODUÇÃO

Na década de 90, com intuito de garantir a expansão da matriz elétrica brasileira, o governo federal reformulou o setor elétrico, com a realização de privatizações e implantação de uma política de incentivos à competição. Porém, os investimentos nesta época não foram suficientes para suprir a demanda. Isto aumentou a exposição do Brasil ao risco de déficit de energia.

Isso de fato ocorreu em 2001, causado por uma combinação de fatores: desarticulação dos órgãos responsáveis pela expansão do parque gerador, atraso na construção de centrais geradoras e a hidraulicidade desfavorável (KELMAN *et. al.*, 2001). Em função do racionamento de energia, o governo passou a incentivar, por meio do Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA (decreto nº 5.025 de 2004), a diversificação da matriz energética, com destaque para as fontes renováveis (eólicas, térmicas a biomassa e pequenas centrais hidrelétricas – PCH's), que passaram a contribuir com uma porcentagem maior na matriz energética brasileira.

Além disso, com a reestruturação do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB), novas regras começaram a regular o sistema energético e novos órgãos foram criados como a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, que substituiu o Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, pela lei nº 10.848/04 (BRASIL, 2004), visando a regulação da comercialização de energia em basicamente dois ambientes de contratação:

- Livre (ACL) – a energia é contratada por consumidores livres, por intermédio de contratos livremente negociados
- Regulado (ACR) – o mercado é centralizado e as tarifas de suprimento são reguladas (NEIRA, 2005).

No ACR, o ONS por meio de despacho centralizado estabelece o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) que foi concebido para compartilhar entre seus integrantes os riscos financeiros associados à comercialização de energia pelas usinas hidráulicas.

No ACL, ocorrem os contratos bilaterais entre consumidores e geradores, sem interferência do ONS, com preços livres para o MWh.

Este trabalho apresenta um estudo comparativo entre quatro hipóteses diferentes para comercialização da energia produzida por duas Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's)¹ dentro do cenário atual: uma em função de contrato bilateral (realizado entre gerador e consumidor livre), a outra em razão da comercialização feita no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) e, nos últimos casos, supõe-se que as usinas hidrelétricas operam no MRE e no mercado livre. Porém, para maximizar a receita operacional, também há uma usina de biomassa que opera com contrato bilateral. Em todos os casos, as usinas hidrelétricas estão englobadas na estrutura institucional do Sistema Interligado Nacional, o SIN.

OBJETIVOS

Avaliar o fluxo de receitas brutas estocásticas de PCH's, sob diferentes regimes de contratação de energia, levando em consideração as Regras de Comercialização vigentes no mercado.

¹ Pela lei 13.097/2015 estabelece os critérios para o enquadramento de aproveitamento hidrelétrico na condição de PCH: possuir potência superior a 3,0 MW e igual ou inferior a 50,0 MW, com área do reservatório inferior a 13,0 km².

Objetivos específicos

- Maximizar as receitas das PCH's, observando os critérios alternativos de operação
- Avaliar o desempenho de duas usinas a fio d'água e uma termelétrica, sob o ponto de vista da receita
- Comparar o desempenho econômico de uma PCH em duas situações: (i) potência instalada, conforme estabelecida em ELETROBRAS (2000) e (ii) repotencializada.

JUSTIFICATIVA

No horizonte decenal (2015-2024) as fontes renováveis terão uma expansão média anual de cerca de 10%, em percentual da capacidade instalada total (EPE, 2015, p. 90). As PCH's são um tipo de fonte de energia renovável importante para compor a expansão da oferta de geração.

De 2015 a 2024, há uma perspectiva de aumento em 2.358 MW de potência instalada para este tipo de usina hidrelétrica. No caso da usina a biomassa, no mesmo período, ocorrerá uma expansão de 3.024 MW (EPE, 2015).

Portanto, ao considerar essa perspectiva de construção de novas PCH's e usina a biomassa, planejar e maximizar a receita, considerando alternativas distintas das convencionais, pode aumentar o lucro da geradora de energia.

ESTRUTURA DO TRABALHO

No capítulo 1 é descrito o funcionamento do sistema hidrotérmico, descrição de análise de investimentos e Método Monte Carlo.

O capítulo 2 mostra o método realizado neste trabalho. No capítulo 3 descreve-se as áreas de estudo enquanto que no capítulo 4 são apresentados e analisados os resultados. Para finalizar, o capítulo 5 apresenta as conclusões e recomendações para os trabalhos futuros.

1. CONCEITOS E FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Este capítulo revisa conceitos que servirão de base para o trabalho. Ele começa com o funcionamento do sistema hidrotérmico brasileiro, análise de investimentos e Método de Monte Carlo. A seção conclui com a apresentação da operação do sistema elétrico.

1.1. SISTEMA HIDROTÉRMICO

Um sistema hidrotérmico é constituído de usinas hidrelétricas, térmicas e com uma rede de transmissão que conecta os centros geradores entre si e com os centros de consumo (LOPES, 2007). Um exemplo ilustrativo do sistema hidrotérmico é visualizado na Figura 1.

No caso brasileiro, há predominância da geração hídrica sobre a térmica e o sistema apresenta grande dimensão e elevado grau de complexidade (ONS, 2014). Grande parte do SEB é interligado e para que ocorra sua coordenação o ONS dividiu o Brasil em 4 subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e parte do Norte, representado na Figura 2 (ZAMBON, 2008, p.07). Neste sistema a energia hídrica tem preponderância sobre as demais fontes de energia e apresenta disponibilidade variável em função das condições hidrológicas e do nível dos reservatórios. As térmicas têm sua disponibilidade avaliada em função da capacidade instalada, do consumo interno, das regras operativas (curvas-guia, por exemplo), da geração no período crítico e das paradas programadas e forçadas (PIRES E HOLTZ, 2011, p.60).

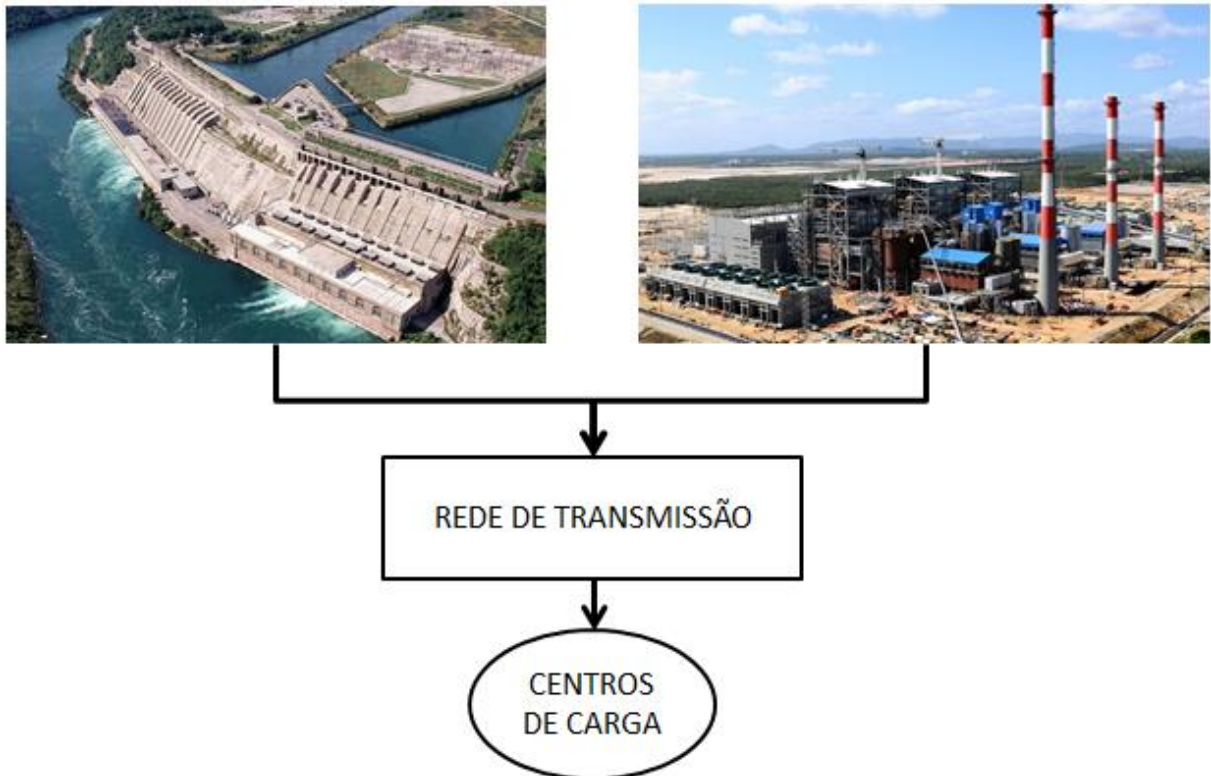


FIGURA 1 – Sistema hidrotérmico brasileiro
FONTE: O AUTOR (2015)

Portanto, para que haja uma operação ótima, é necessária uma combinação entre a produção de energia hidro e térmica. Assim, as usinas térmicas devem garantir a energia faltante do sistema equivalente das hidrelétricas. Esta sinergia de produção gera um custo de “energia mais barata” (PIRES E HOLTZ, 2011, p. 60).

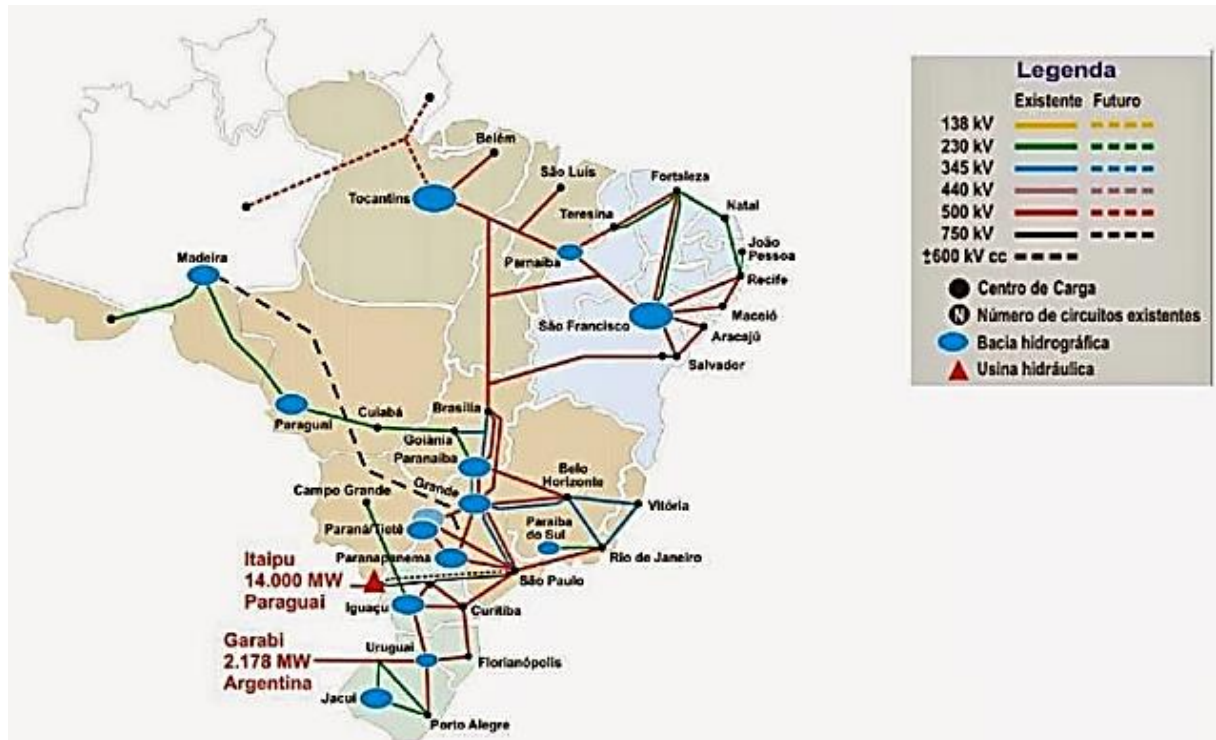


FIGURA 2 – Mapa do SIN destaque para os subsistemas e interligações
FONTE: ONS (2014)

1.1.1. Usinas hidrelétricas (UHEs)

O processo de geração de usina hidrelétrica transforma a energia potencial gravitacional da água armazenada no reservatório inicialmente em energia cinética e de pressão dinâmica da água. Ao acionar a turbina, a pressão e/ou energia cinética da água é convertida em energia mecânica que interage com o gerador por meio do eixo. No gerador, a energia mecânica é transformada em elétrica, a qual passa pela subestação elevadora de tensão, sendo então injetada no sistema de transmissão para chegar aos centros consumidores (FORTUNATO *et. al.*, 1990).

Na Figura 3 é possível visualizar um perfil esquemático de uma usina hidrelétrica, com seus principais componentes:

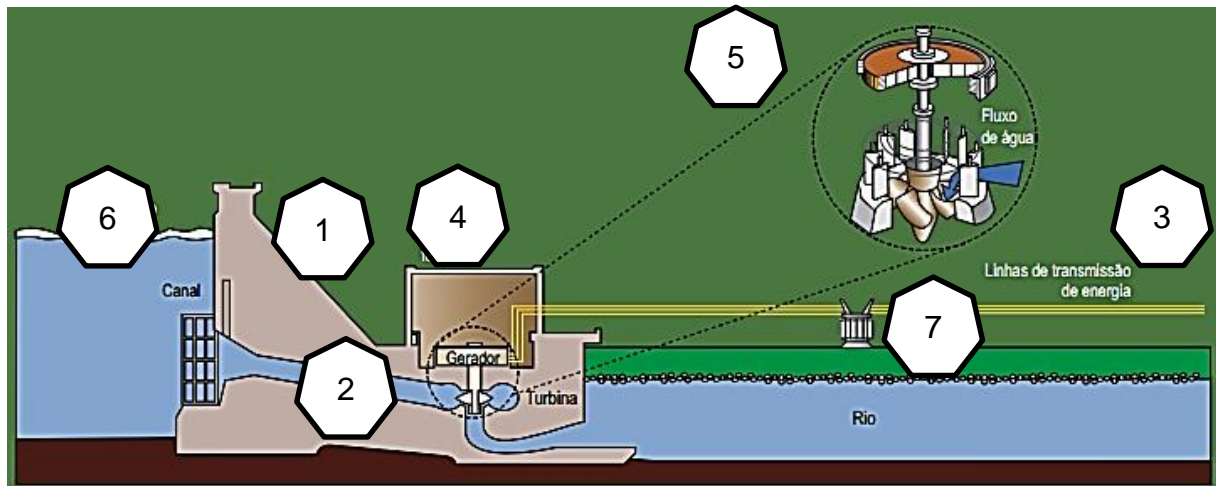


FIGURA 3 – Perfil esquemático de usina hidrelétrica
FONTE: ANEEL (2009)

1. Barragem – cria um desnível entre montante e jusante (queda bruta), sendo esta altura responsável pela existência da energia potencial na água armazenada.
2. Conduto Forçado – é a canalização que conduz a água, do reservatório às turbinas. Nesta parte existe perda hidráulica que é função das tensões de cisalhamento causado pelo contato entre parede e água. Esta perda, chamada de perda de carga, pode ser estimada pela Equação (1), conhecida como Equação Darcy-Weisbach (FORTUNATO *et. al.*,1990).

$$h_p = f \frac{L}{D} \frac{v^2}{2g} = f \frac{L}{D} \frac{Q^2}{A^2 2g} \quad (1)$$

Em que:

h_p – perda hidráulica medida em metros (m)

f – o fator de atrito de Darcy

L - comprimento da tubulação (conduto forçado) (m)

D - diâmetro interno da tubulação (conduto forçado) (m)

A - área da seção transversal interna da tubulação (conduto forçado) (m²)

Q - vazão turbinada (m³/s)

v - velocidade média do escoamento (m/s)

g – aceleração da gravidade (m/s²).

Como L , D , A , g e f são constantes a Equação (1) pode ser generalizada pela Equação-01A:

$$h_p = kQ^2 \quad (1A)$$

Em que:

k – coeficiente de perda hidráulica, que depende de L , D e f .

A perda de carga ao ser descontada da queda bruta conduz a queda líquida que é a carga hidráulica disponível no conjunto turbina-gerador.

3. Linha de transmissão – conduz a energia produzida até os centros urbanos
4. Gerador – é o equipamento que transforma a energia mecânica da turbina em elétrica.
5. Turbina – transforma a energia hidráulica em mecânica de rotação. Possui curva de rendimento, em função da vazão e da queda líquida.

A potência da turbina é dada pela Equação (1B):

$$P = \gamma Q H_L \eta \quad (1B)$$

Em que:

γ – peso específico da água (N/m³)

Q - vazão turbinada (m³/s)

H_L - queda líquida (m)

η – rendimento da máquina

P - potência calculada (W).

6. Nível de montante – é uma função não linear do volume armazenado no reservatório e possui limite máximo e mínimo, que é a faixa operativa da usina (NACIF, 2013).

7. Nível de jusante – é a cota do canal de fuga da usina, é uma função da vazão defluente (NACIF, 2013).

Além das principais partes de uma usina hidrelétrica, é importante ressaltar também a suas classificações como:

- Usinas de acumulação: geram energia a partir de grandes reservatórios. Nos períodos de seca, a água “estocada”, durante o período de vazões altas, é utilizada na geração de energia
- Usinas a fio d’água: são caracterizadas por utilizarem apenas a vazão natural do rio para gerar energia. Estas usinas geralmente reduzem áreas alagadas e seus reservatórios são usados apenas para criar desníveis. Nestas usinas o nível de montante não varia ou possui pouca variação (ANEEL, 2009).

Nos dias atuais, o governo brasileiro adotou as usinas a fio d’água como base para expansão hidro, pois geram menos impactos ambientais, quando comparadas com as usinas de acumulação. Entretanto a ausência de reservatórios de regularização compromete consideravelmente a capacidade de energia garantida do aproveitamento como foi demonstrado por FILL E PÉRICO (2013).

Há ainda outras classificações em função de sua potência instalada (ANEEL, 2009):

- UHE: potência instalada maior que 50 MW
- PCH: potência instalada entre 3,0 a 50 MW
- CGH: potência com até 3,0 MW.

O Brasil possui grandes bacias hidrográficas, com potenciais energéticos explorados ou ainda em estudo. Estima-se que exista um grande potencial para aproveitamentos hidrelétricos, algo em torno de 260 GW, conforme ilustrado na Figura 4 (PIRES E HOLTZ, 2011).



FIGURA 4 – Potencial hidrelétrico
FONTE: PIRES E HOLTZ (2011)

O custo das usinas hidrelétricas é composto da amortização do investimento (que é o montante de capital próprio investido na implantação do empreendimento, incluindo a construção da usina propriamente dita com sistemas de transmissão de energia) e da operação e manutenção (custo fixo).

1.1.2. Usinas termelétricas (UTE's)

A função principal de uma planta termelétrica é converter a energia química do combustível em calor, e este em energia elétrica nos terminais do gerador SANTOS (2012). Este ciclo de conversão de energia é ilustrado na Figura 5, que representa um fluxograma de uma usina térmica. O combustível (biomassa) é queimado na caldeira que gera calor. Quando este calor entra em contato com a água de processo² na caldeira, produz vapor de alta pressão. Este move o eixo da turbina e produz assim energia mecânica, que é transformada em energia elétrica no gerador. Esse fluxo é basicamente o mesmo para as usinas térmicas com combustíveis fósseis

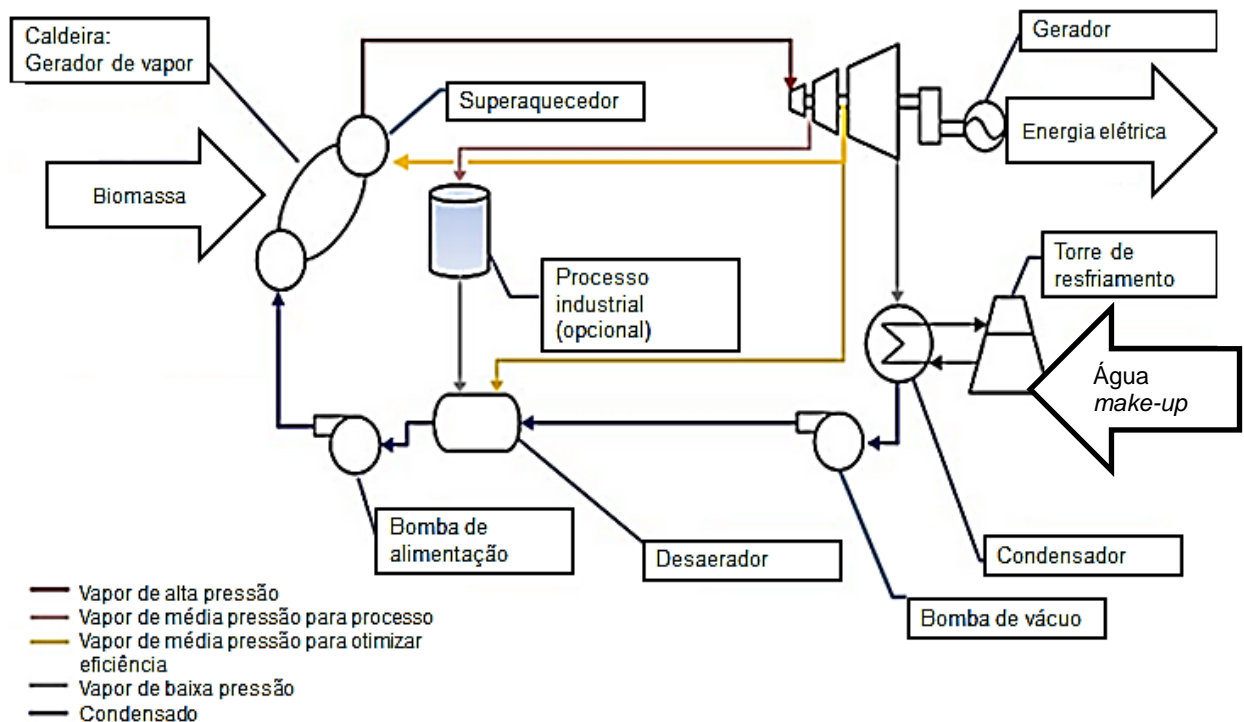


FIGURA 5 - Sequência de processos de conversão de energia durante a geração de eletricidade numa central termelétrica a vapor
FONTE: O AUTOR (2015)

² É a água utilizada para gerar vapor de alta pressão. Neste fluxograma, a água antes de chegar a caldeira passa por: (i) torre de resfriamento, (ii) condensador, (iii) bomba de vácuo, (iv) desaerador, (v) bomba de alimentação.

Existem classificações de usinas térmicas, que diferem no tipo de combustível que cada usina utiliza e no processo de conversão, CICOGNA (1999).

Na primeira identificação, há basicamente dois grupos principais:

- Usinas convencionais, que utilizam biomassa ou combustíveis fósseis, que por sua vez se subdividem em usinas a carvão, a óleo e a gás
- Usinas nucleares, caracterizada pela fissão de elementos pesados (urânio) que produz calor, gera vapor, que aciona as turbinas, produzindo energia elétrica.

Para a outra divisão, as unidades geradoras são classificadas em:

- Turbinas a vapor: o combustível queimado produz calor na caldeira, onde ocorre a vaporização da água que, sob pressão, movimenta o eixo da turbina. Neste eixo é acoplado um gerador que é responsável por transformar a energia mecânica gerada na turbina em energia elétrica (CICOGNA, 1999). Este processo pode ser visualizado de forma simplificada na Figura 6.

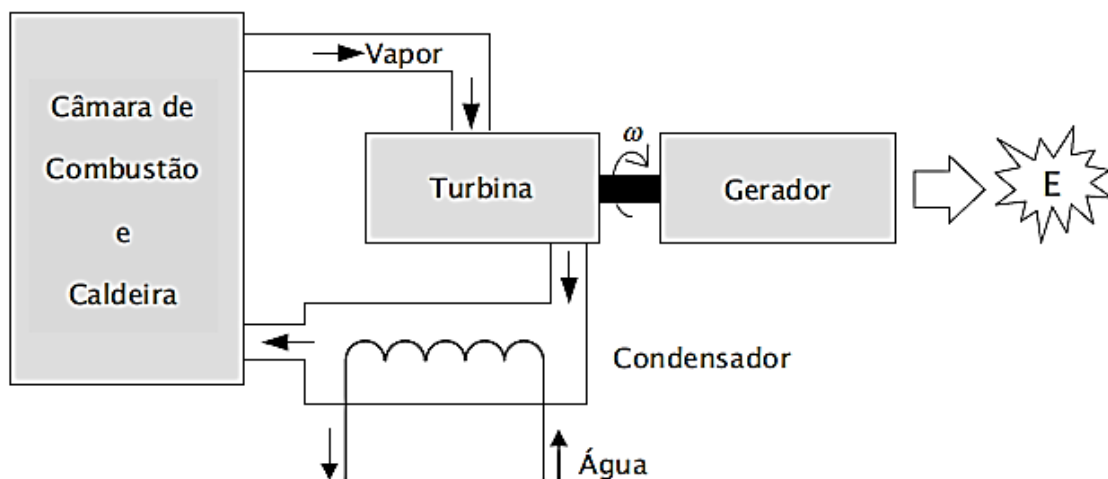


FIGURA 6 – Usina termelétrica a vapor
FONTE: CICOGNA (1999)

- Turbina a gás: a turbina é acionada diretamente pelos gases resultantes da queima do combustível sem a produção de vapor. Na Figura 7 é ilustrada uma usina com turbina a gás.

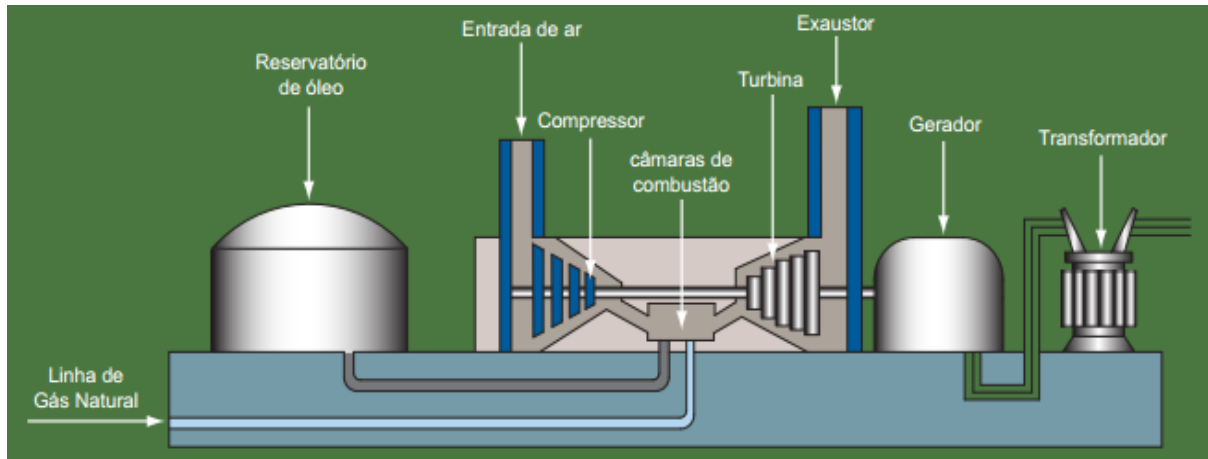


FIGURA 7 – Usina a gás
FONTE: ANEEL (2009)

- Ciclo combinado: gera energia elétrica, por meio de um processo que combina a operação de uma turbina a gás, movida pela queima de gás natural ou óleo diesel, diretamente acoplada a um gerador. Os gases de escape da turbina a gás, devido à temperatura, promovem a transformação de água em vapor para o acionamento de uma turbina a vapor, nas mesmas condições de operação de uma termelétrica convencional. Na Figura 8 é possível visualizar o funcionamento de uma usina com ciclo combinado.

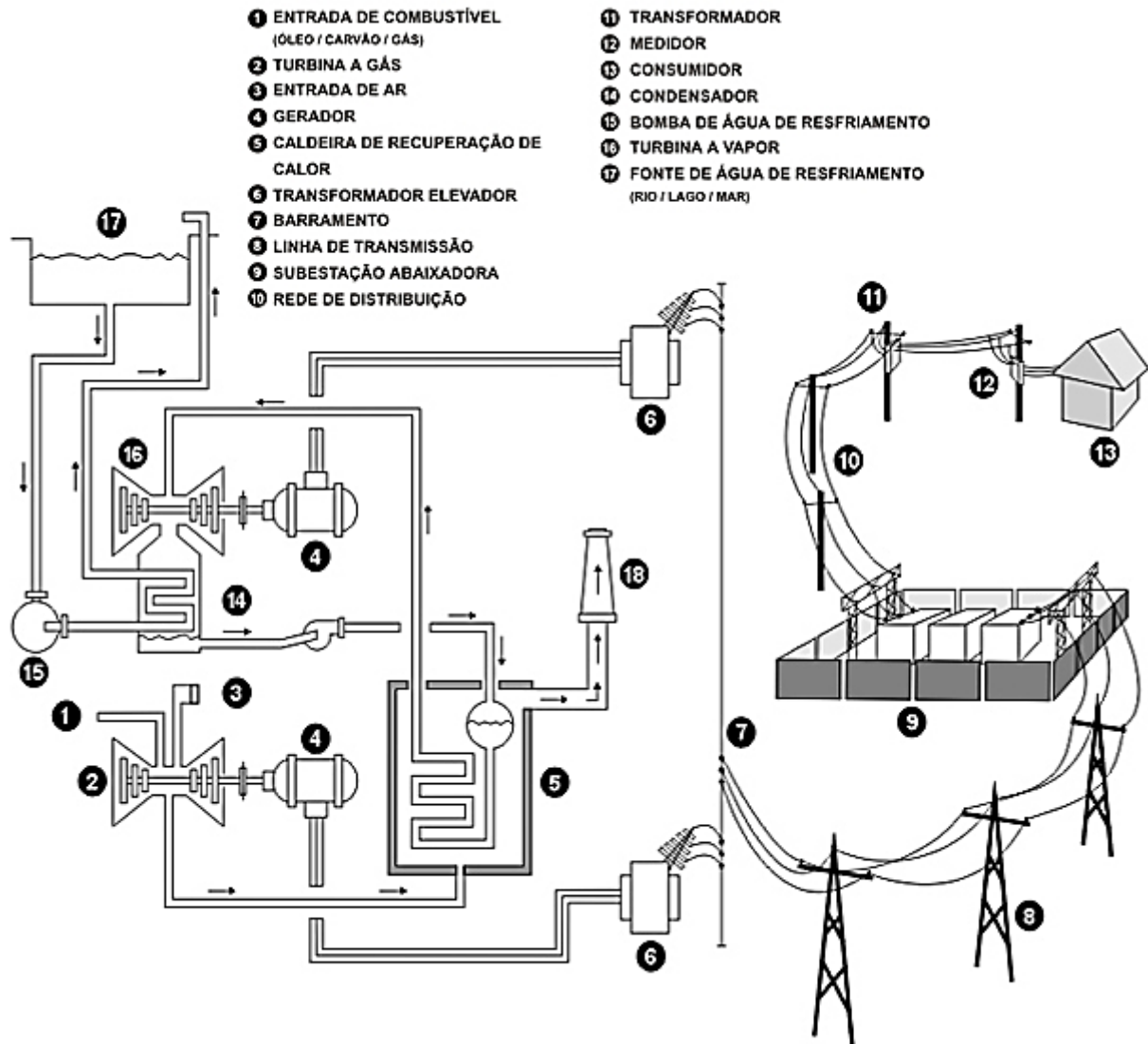


FIGURA 8 – Usina Térmica a ciclo combinado
FONTE: ELETROBRÁS (2014)

- Combustão interna: o combustível alimenta um motor diesel que é acoplado a um gerador elétrico. Apesar dessas unidades geradoras utilizarem o combustível mais caro, as usinas a combustão interna são mais versáteis, pois tem dimensões reduzidas, facilidade na operação, rapidez na tomada ou redução de carga e ainda apresenta tempo de aquisição e instalação reduzido, o que as habilita principalmente para instalações de emergência. Este tipo é também muito utilizado como fonte de geração para lugares isolados (CICOGNA, 1999).

O custo das usinas termelétricas é composto da amortização do investimento (custo fixo), do custo de combustível (preço variável), além dos custos

de operação e manutenção. Como os custos de mão-de-obra, estoques e manutenção são independentes da geração de energia, estas despesas são consideradas como fixos. A Figura 9 ilustra a composição relativa destes custos entre os diferentes tipos de usinas termelétricas.

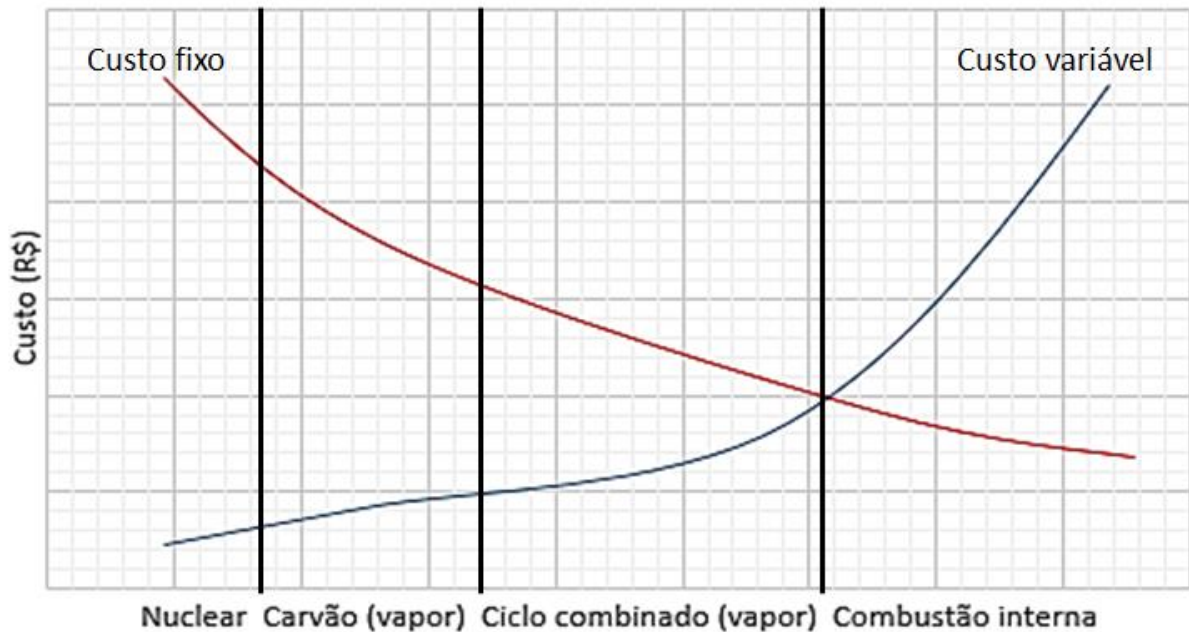


FIGURA 9 – Custo de geração de usina termelétrica
FONTE: SOARES FILHO (1986)

Nessa figura o custo de geração de uma usina nuclear depende principalmente da amortização do investimento. Para as usinas térmicas a carvão (vapor) e ciclo combinado (vapor), o valor do combustível passa a ter mais importância na precificação da geração. Porém, a despesa com o custo fixo ainda é dominante na composição do valor de geração.

Para usinas a combustão interna o custo de geração passa a depender basicamente dos preços dos combustíveis.

1.1.3. Planejamento do sistema elétrico brasileiro

O planejamento do sistema elétrico brasileiro se baseia na operação que minimiza o valor esperado do custo total (presente e futuro) de operação por meio de

decisões de despacho de geração hidrelétrica, termelétrica, intercâmbio entre sistemas e cortes de carga (ou déficits). A solução deve também respeitar as restrições inerentes do sistema (limites máximos e mínimos de geração, limites de armazenamento e intercâmbios, entre outros) e atender critérios de suprimento (VALLEJOS, 2008, p.28).

A função objetivo da operação do sistema hidrotérmico brasileiro associa o custo à decisão. É composta pelas parcelas de custos que se deseja minimizar, ou seja, o custo da geração térmica e o custo do eventual déficit no fornecimento de energia (FERREIRA, 2010).

$$CT = \min \left\{ \sum_{i=1}^{nter} C_{tgt_i} GT_{t,i} + C_{def} Def_i \right\} \quad (t = 1, \dots, 60) \quad (2)$$

Em que:

CT - custo total

$nter$ – número de usinas térmicas do sistema

C_{tgt_i} - custo da operação da usina térmica " i " (R\$/MWh)

C_{def} - custo de déficit no atendimento à demanda por subsistema (R\$/MWh)

$GT_{t,i}$ – montante de geração da usina térmica " i " no estágio " t " (MWh)

Def_i - déficit de energia no estágio " t " (MWh).

Outra forma de expressar o custo total é pela soma de duas parcelas: o custo imediato (CI) relacionado à tomada de decisão presente e o custo futuro (CF), que é dado pelas influências futuras das decisões realizadas no presente. Porém, o custo futuro, por depender de variáveis aleatórias (vazões), apresenta-se sempre vinculado a uma distribuição de probabilidades. A Figura 10 ilustra o planejamento ótimo do SEB, em função do CI e CF .

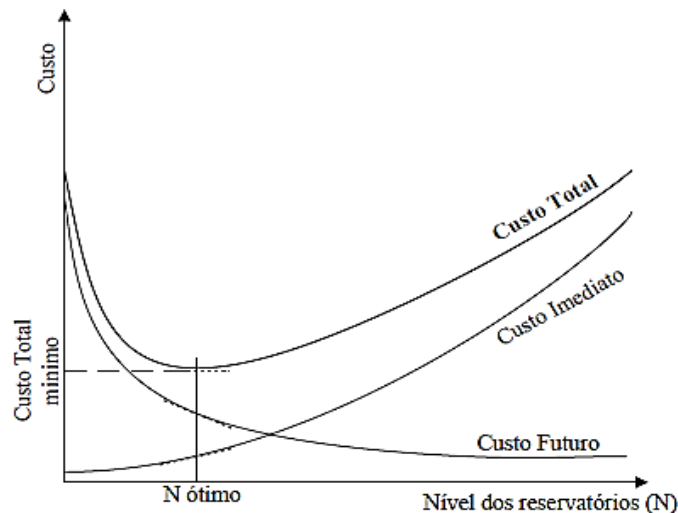


FIGURA 10 – Operação ótima do SEB
FONTE: VALLEJOS (2008)

Como a intenção do SEB é minimizar o custo total operativo, a operação ótima também pode ser escrita conforme a Equação (3), onde se considera para o custo futuro o seu valor esperado (VALLEJOS, 2008, p. 29).

$$CT = \min(CI + CF) \quad (3)$$

1.1.3.1 Custos marginais (CMs) do SEB

O custo marginal (CM) é definido como o custo de geração de uma unidade (MWh) adicional de energia elétrica. Para o planejamento do SEB, são definidos dois tipos de CMs: de operação (CMO) e de expansão (CME).

O custo marginal operacional é definido, em termos econômicos, como o acréscimo de custo para suprir um acréscimo unitário de energia consumida, em um dado período de tempo, utilizando parque gerador instalado (sem expansão). O custo marginal de expansão expressa o custo de suprir um acréscimo unitário na demanda por meio de novos empreendimentos.

Segundo VALLEJOS (2008), a relação entre os custos marginais de operação e expansão é muito importante no planejamento da expansão:

- Quando o CMO for maior que o CME, a opção é expandir o SEB
- Quando o CME é maior que o CMO, a melhor alternativa é maximizar a utilização do sistema existente
- Quando o CME se iguala ao CMO, a expansão é ótima, pois o custo total de operação é mínimo.

Para calcular o CM, o ONS dispõe de modelos computacionais, que realizam a otimização em três etapas: médio prazo (até 60 meses) e curto prazo (dois a doze meses), além de curtíssimo prazo (semanal) e programação diária, conforme verificado na Figura 11.

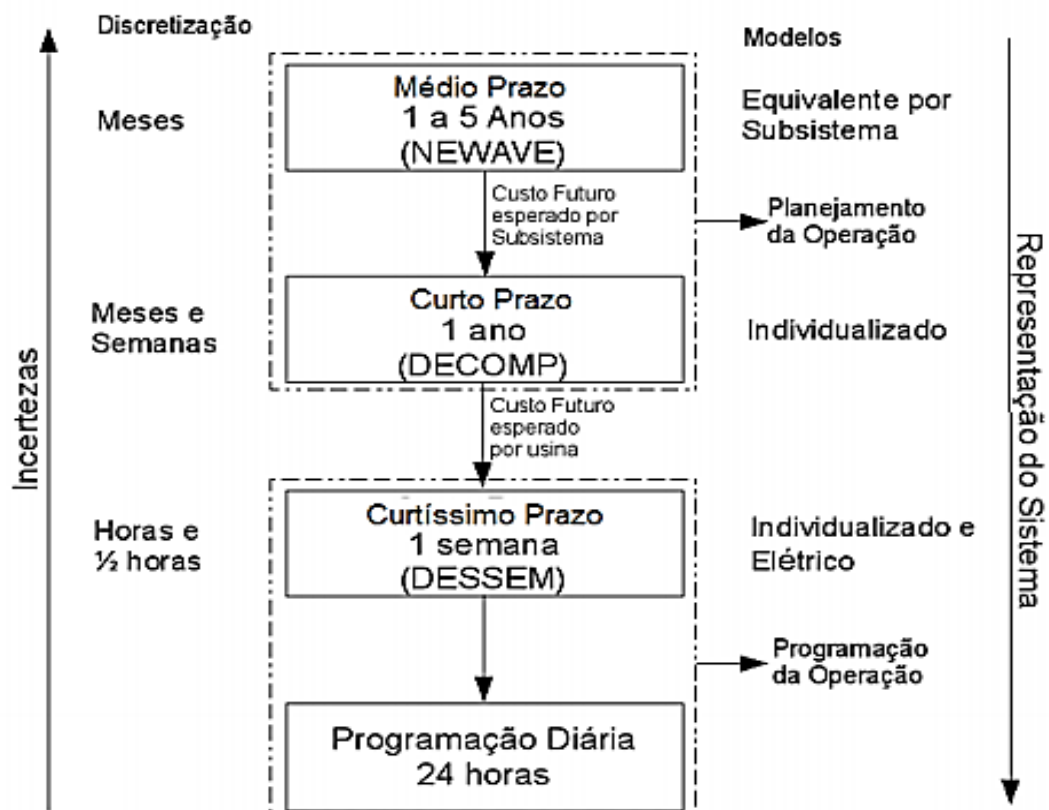


FIGURA 11 – Processo de planejamento da operação
FONTE: BERTHO JÚNIOR (2013)

No horizonte de 5 anos o modelo computacional utilizado é o NEWAVE, que realiza, por subsistema, a agregação dos reservatórios das usinas hidrelétricas em reservatórios equivalentes de energia. Com isso, o SIN é representado por quatro reservatórios equivalentes interligados. Esta representação contempla as gerações hidráulicas e as restrições de uso da água, considerando valores médios de produtividade das usinas para o estabelecimento de cálculos da energia do sistema equivalente (BERTHO JUNIOR, 2013, p. 28).

Com a diminuição do horizonte temporal, é feita a desagregação dos reservatórios equivalentes dos subsistemas, representando, assim as usinas de forma individualizada. Desta forma, as decisões operativas são individualizadas para cada usina do sistema.

Nos casos de curtíssimo prazo e da programação diária, há um maior detalhamento do sistema e é possível ajustar as decisões operativas a atender tanto às restrições hidráulicas quanto às restrições elétricas.

1.1.3.2 Otimização da operação do SEB - métodos computacionais

O ONS utiliza alguns modelos e métodos computacionais para otimizar a operação, realizada (conforme dito anteriormente) em quatro etapas: médio prazo, curto prazo, curtíssimo prazo e programação diária.

No médio prazo, período de até 5 anos, é usado o modelo NEWAVE. O parque gerador brasileiro é dividido em subsistemas de energia. SILVA (2008) descreve:

“O modelo NEWAVE é um método computacional que considera a capacidade de regularização plurianual do sistema e a aleatoriedade das afluições dos reservatórios por meio de simulação de um grande número de cenários hidrológicos, calculam-se, assim, índices probabilísticos de desempenho do sistema para cada mês de simulação.”

No curto prazo, período de dois a doze meses, é utilizado o modelo DECOMP. Para este caso, as vazões afluentes são estocásticas. As usinas hidrelétricas e termelétricas são tratadas de forma individualizada.

No curtíssimo prazo e programação diária o modelo DESSEM é aplicado.

De acordo com SILVA (2008), para que se atinja o valor ótimo do custo total, várias decisões de geração das hidrelétricas, térmicas e intercâmbio entre diversas regiões do Sistema Interligado Nacional (SIN) são tomadas. Para auxiliar nessas decisões a serem tomadas, o método computacional NEWAVE adota uma técnica conhecida como Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) que permite verificar a evolução do sistema e trazer as informações do futuro para o presente.

O NEWAVE divide o Brasil em quatro subsistemas e são interligados conforme demonstração da Figura 12.

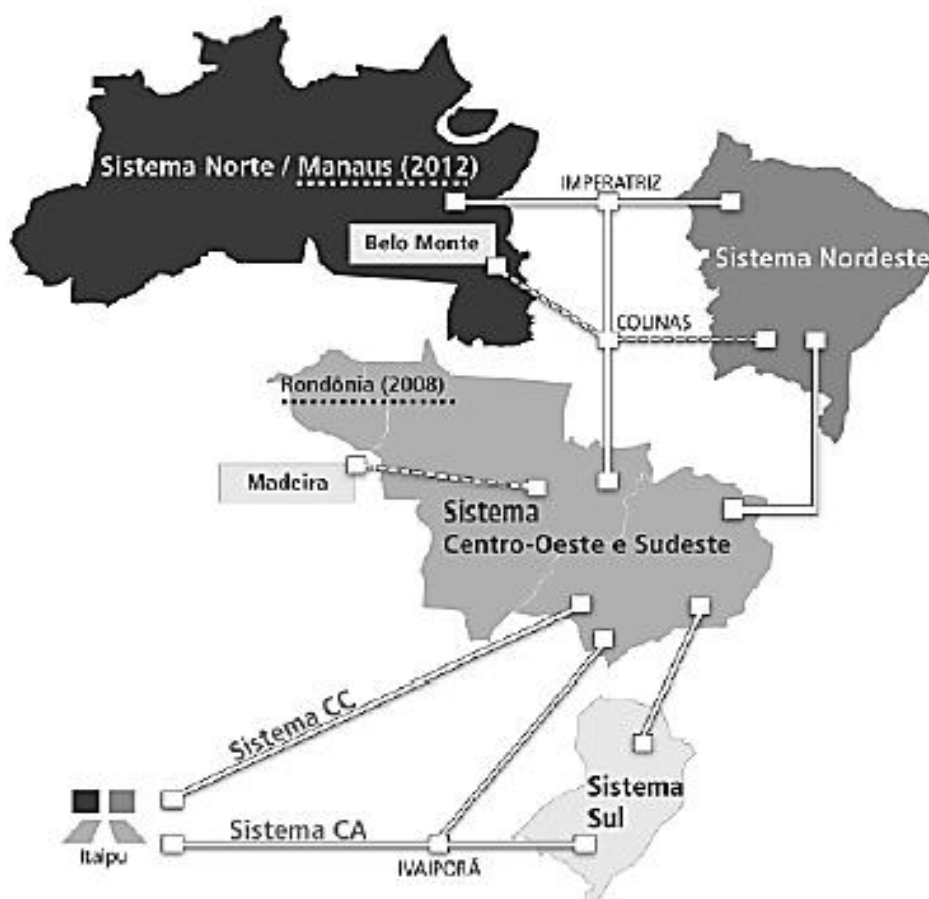


FIGURA 12 – Subsistema brasileiro simplificado
FONTE: ONS (2014)

Este método computacional agrega todos os reservatórios de cada subsistema em um único reservatório equivalente de energia e então procede a otimização. É importante ressaltar que esse processo é basicamente composto por quatro etapas de processamento:

- Cálculo do sistema equivalente: por meio dos dados de entrada, a calculam-se os subsistemas equivalentes de energia
- Energias afluentes: são calculadas as séries sintéticas de afluições pelo modelo estocástico PAR(12), realizado pelo GEVAZP (ver seção 1.1.3.2.1)
- Cálculo da política de operação: etapa que determina a operação mais econômica para os subsistemas equivalentes, que leva em conta as incertezas nas afluições futuras, os patamares de carga própria e déficit
- Simulação da operação: há representação do sistema ao longo do período de planejamento, para distintos cenários de sequências hidrológicas. Os índices de desempenho são calculados, como o custo esperado da operação, o risco de déficit, a distribuição das frequências dos custos marginais, intercâmbios de energia, gerações hidráulicas e térmicas.

Como resultado da otimização da operação dos subsistemas hidrotérmicos interligados, o NEWAVE gera importantes informações para o SEB: déficits, energia natural afluente líquida e energia armazenada final.

1.1.3.2.1 Modelo GEVAZP

O programa GEVAZP gera cenários sintéticos de vazões e energias, empregando o modelo PAR(p), que determina a afluição de um mês com uma combinação linear das afluições dos meses anteriores e de uma componente aleatória (DEUS, 2008).

Esses cenários hidrológicos gerados levam em consideração a preservação das correlações temporais e espaciais do processo estocástico original (CEPEL, 2015).

1.1.4. Regras básicas do Sistema Elétrico Brasileiro

Neste item é esclarecido como é regulamentada a comercialização de energia. Para tanto, são explicados o que é energia garantida, os ambientes de contratação, os agentes que participam deste mercado e também o funcionamento do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).

1.1.4.1 Energia garantida

Até a década de 1980, a expansão e a operação do SEB utilizava um conceito antigo de suprimento chamado energia firme. ÁVILA (2013) define:

“Essa ideia de suprimento firme surgiu no final do século XIX no estudo para abastecimento de água às cidades. No setor elétrico essa definição era usada para a escolha do local de uma usina em função do máximo aproveitamento do conjunto da bacia; para cada alternativa calculava-se a capacidade constante de produção de energia: a energia firme. Posteriormente essa ideia foi estendida para um conjunto de usinas admitindo-se as características individuais e aplicadas aos estudos de inventários: etapa de engenharia que define o potencial hidrelétrico de uma bacia hidrográfica mediante estudo de divisão de quedas dos rios e sua motorização associada propiciando o máximo aproveitamento ao menor custo de implantação, respeitadas as condicionantes socioambientais e os outros usos de água conforme esquematizado na Figura 13.”

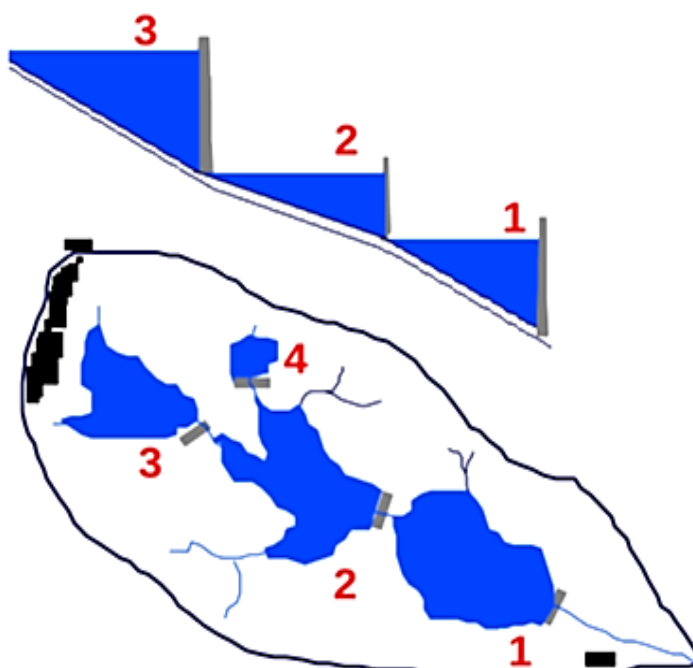


FIGURA 13 – Esquema de divisão de quedas dos rios
FONTE: APUD ÁVILA (2013)

Todos os estudos de suprimento realizados pela CANAMBRA nas regiões Sul e Sudeste utilizaram a energia firme como critério de atendimento de mercado e também em estudos de inventário e viabilidade nas principais bacias hidrográficas dessas regiões.

A energia firme atribuída a cada usina individual era considerada igual à geração média dessa usina no período crítico³ do SIN, considerando perdas no sistema de transmissão e limitações impostas pela capacidade instalada.

O custo de construção da usina em função da energia firme resultava no Índice de Custo Benefício (ICB) usado como critério de desempenho.

Também na comercialização, a energia firme era usada em contratos de suprimentos entre as concessionárias: se o consumo próprio superasse as energias firmes somadas, a empresa de energia era considerada deficitária e deveria assinar outros contratos de fornecimentos de energia (KELMAN *et. al.*, 2004).

³ Período crítico: estando o sistema operando constante ao valor da energia firme, é o menor período de tempo que o reservatório partindo do estado máximo é totalmente deplecionado.

Historicamente corresponde ao período de junho de 1949 a novembro de 1958 (SOARES FILHO, 2011).

Este critério gerou grande polêmica no setor devido ao fato das usinas da região Sul apresentarem, em alguns casos, energia firme superior a média de longo termo.

Assim, nos anos 80 o setor elétrico começou a utilizar modelos estocásticos no planejamento e operação do SEB. Passa-se a calcular a energia garantida, no lugar da firme, como a máxima produção que o sistema pode manter em uma determinada porcentagem de séries hidrológicas simuladas (no caso SEB o critério é de 95%). O conceito de energia firme é substituído pela energia garantida, que emprega a máxima produção que a unidade geradora fornece associado a um dado risco (o critério utilizado era de 5%) e operando de forma integrada no sistema (SOARES FILHO, 2011).

A energia garantida é obtida por simulação de Monte Carlo de sequências de afluições sintéticas (para o sistema elétrico) ou histórica (para o rateio entre as usinas).

Na Tabela 1 são apresentadas as diferenças entre as duas abordagens.

Tabela 1 – Critérios de energia

Critério	Série hidrológica usada nos estudos	Expansão do sistema	Operação do sistema
Determinístico	Histórica	Energia firme	Curva limite
Probabilístico	Sintética	Energia garantida	Programação dinâmica estocástica

FONTE: SOARES FILHO (2011)

Em 1998, com a promulgação da Lei 9.648 (em 27 de maio) e o Decreto 2.655 (em 02 de julho), é definida a energia assegurada, que no SEB é a máxima produção de energia que pode ser mantida continuamente pelas usinas hidrelétricas ao longo dos anos, simulando a ocorrência de cada uma das várias possibilidades de sequências de vazões criadas estatisticamente, admitindo o risco de 5% de não atendimento à carga. O decreto era válido, para o período entre 1999 e 2002; após esse período, o método de cálculo foi revisto. Em termos comerciais a energia garantida é um limite de contratação para as concessionárias. ÁVILA (2013, p. 41) descreve:

“Esse decreto 2.655, de 02 de julho de 1998, define o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que abrange usinas hidrelétricas sujeitas ao despacho centralizado do ONS. O principal objetivo é dividir entre os geradores os riscos hidrológicos. Nessa etapa, os Contratos de Suprimento são substituídos pelos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUST), Contratos de Conexão (CCT) e pelos Contratos Iniciais de Compra e Venda de Energia, com a intenção de adequar as atividades de geração e transmissão, de maneira gradual, durante o período entre 1998 a 2002. A partir de 2005 é introduzido o conceito de Certificados de Energia Assegurada (CEA), mecanismo usado na comercialização de energia hidráulica.”

A partir de 2000, as PCH's passam a ter direito a participar do MRE. Com o MRE em funcionamento, é possível esquematizar o SEB de acordo com a Figura 14.

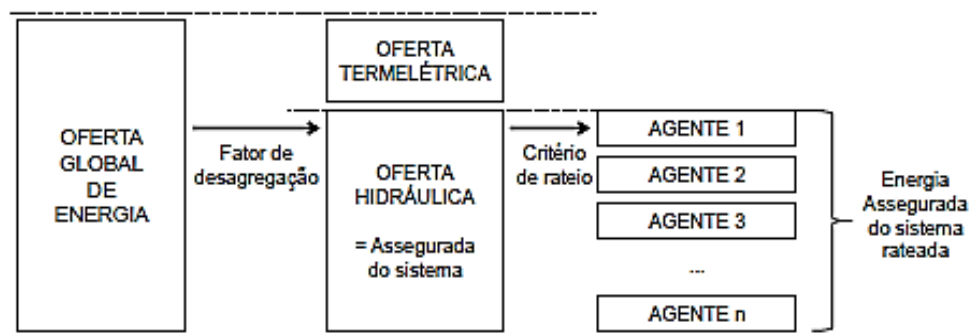


FIGURA 14 – Esquema do SEB com MRE em funcionamento
FONTE: ÁVILA (2013)

Em 2004, a Lei 10.848 de 15 de março, regulamentada pelo Decreto 5.163, de 30 de julho, foi lançada as bases do Novo Modelo Reestruturado do Setor Elétrico, que criou um novo termo para energia assegurada: a garantia física. Esse Decreto determina:

“A garantia física de energia e potência de um empreendimento de geração, a ser definida pelo Ministério de Minas e Energia e constante do contrato de concessão ou ato de autorização, corresponderá às quantidades máximas de energia e potência elétricas associadas ao empreendimento, incluindo importação, que poderão ser utilizadas para comprovação de atendimento de carga ou de comercialização por meio de contratos.”

Em 2009, motivada pela exclusão de uma PCH do MRE, a ANEEL divulga a Resolução Normativa 409, que estabelece os critérios para a participação de PCH's (ou melhor, usinas não despachadas centralizadamente) nesse mecanismo, mensurados a partir da geração efetiva, dada pela Equação (4):

$$GM = \frac{12}{8760} \sum_{i=1}^m \frac{Eger_i}{m} \quad (4)$$

Em que:

GM – geração média de energia elétrica calculada (MW médio)

$Eger$ - montante de energia gerada no mês i , referido ao ponto de conexão e registrado na CCEE (MWh)

i - mês correspondente à energia gerada

m – quantidade de meses do período em análise, múltiplo de 12, com registros na CCEE de montantes mensais de energia elétrica.

Os valores de GM são utilizados na Tabela 2, em agosto de cada ano, como critério de exclusão da usina no MRE, que se dá somente na segunda ocorrência consecutiva (na primeira a empresa responsável pela PCH é apenas notificada) de não atendimento dos limites estabelecidos.

Tabela 2 – Critérios da usina do MRE

Número de meses (m)	(GM/GF)100
$24 \leq m < 36$	$\geq 10\%$
$36 \leq m < 48$	$\geq 55\%$
$48 \leq m < 60$	$\geq 60\%$
$60 \leq m < 72$	$\geq 65\%$
$72 \leq m < 84$	$\geq 70\%$
$84 \leq m < 96$	$\geq 75\%$
$96 \leq m < 120$	$\geq 80\%$
≥ 120	$\geq 85\%$

FONTE: ÁVILA (2013)

Na Tabela 2, GF é a garantia física do empreendimento vigente na época do cálculo e m é o número de meses registrados na CCEE posteriores ao décimo segundo mês de operação comercial.

Ainda em 2009, o MME publicou a Portaria 463, que prevê a revisão da garantia física das usinas participantes no MRE a cada seis meses com relação a

média de gerações efetivas, ou seja, incorporando os efeitos hidrológicos que, de certa maneira, interfere nos princípios do Mecanismo de Realocação de Energia baseado no compartilhamento do risco hidrológico sistêmico (ÁVILA, 2013).

A expressão e o indicador utilizado são idênticos à Equação (4), sendo o critério para revisão são dados na Tabela 3.

Tabela 3 – Critérios de revisão dos montantes de garantia física

Número de meses (m)	É revisado se:
$m < 48$	$GM < 80\%$ ou $GM > 120\%$
$m > 60$	$GM < 90\%$ ou $GM > 110\%$
$\wedge m$	Modificação das características da usina

FONTE: ÁVILA (2013)

ÁVILA (2013, p.45) conclui:

“Em resumo, a garantia física é idêntica a energia assegurada e semelhante à energia garantida, todas obtidas por critérios probabilísticos que não asseguram a geração constante como pressupõe a energia firme – determinada por critérios determinísticos – por admitir um risco de déficit. A partir dos Certificados de Energia Assegurada e do Mecanismo de Realocação de Energia, o conceito de energia física torna-se tão relevante no uso comercial quanto no uso para o planejamento da expansão e operação do setor elétrico. Todas as usinas hidráulicas podem participar do MRE, mas, há uma segregação nos critérios adotados entre as usinas que são ou não despachadas pelo ONS.”

Como o MRE é um mecanismo financeiro de compartilhamento dos riscos hidrológicos associados à otimização eletroenergética do SIN no que diz respeito ao despacho centralizado das unidades de geração de energia realizado pelo ONS.

A intenção é garantir que todos os geradores, dele participantes, comercializem a energia assegurada que lhes foi atribuída, independente de sua produção real de energia, desde que as usinas integrantes do MRE, como um todo, tenha gerado energia suficiente para o atendimento à carga.

Em outras palavras, o MRE é um mecanismo compulsório entre as usinas hidrelétricas que compõem o sistema. Nesse contexto, cada usina hidrelétrica recebe a cada período um crédito de energia (MWh) proporcional à produção hidrelétrica total (soma da produção de todas as usinas hidrelétricas) nesta mesma

etapa. O fator de proporção é dado pela razão entre garantia física da hidrelétrica e a soma de todas as garantias físicas das usinas participantes do MRE.

Para exemplificar o funcionamento do MRE supõe-se que quatro usinas geradoras produziram abaixo da garantia física, conforme apresentado na Tabela 4.

Tabela 4 – Exemplo do MRE para o sistema hidrelétrico em déficit

Energias (MWh)	Ger 1	Ger 2	Ger 3	Ger 4	Total
Energia Assegurada	1600,00	2000,00	1000,00	1400,00	6000,00
Geração Real	1200,00	2000,00	900,00	1600,00	5700,00
MRE	1520,00	1900,00	950,00	1330,00	5700,00

FONTE: BETTEGA E RAMOS (2001)

Neste caso, o custo da realocação de energia é pago pelos geradores, que tiveram energia transferida via MRE, valorados por uma tarifa suficiente para compensar os custos operacionais (BETTEGA E RAMOS, 2001), conforme apresentados na Tabela 5.

Tabela 5 – Custo de realocação de energia no MRE – geração em déficit

Custo (R\$/MWh)	Ger 1	Ger 2	Ger 3	Ger 4
Realocação	(1200-1520)TEO ⁴	(2000-1900)TEO	(900-950)TEO	(1600-1330)TEO

FONTE: BETTEGA E RAMOS (2001)

Considere agora o sistema hidrelétrico esteja em superávit, ou seja, a geração superou a garantia física total. Para esta exemplificação o MRE é aplicado da seguinte forma: (a) cada gerador recebe a sua garantia física; (b) 50% do superávit é rateado para todos os geradores hidrelétricos proporcionalmente à respectiva garantia física; (c) 50% do superávit é rateado às usinas que efetivamente superaram a geração com relação as suas garantias físicas (BETTEGA E RAMOS, 2001).

Na Tabela 6, BETTEGA E RAMOS (2001), exemplifica o funcionamento em caso de superávit de um parque gerador participante do MRE. Neste caso, 150,00 MWh da energia secundária são rateados entre todos os participantes do MRE proporcionalmente à respectiva garantia física. Os outros 150 MWh restantes são

⁴ É uma tarifa, expressa em R\$/MWh, estabelecida pela ANEEL que tem por objetivo compensar financeiramente os agentes de geração que fornecem energia ao MRE individualmente.

divididos entre as usinas que efetivamente geraram acima das suas respectivas garantias físicas.

Tabela 6 – Exemplo do MRE para o sistema hidrelétrico em superávit

Energias (MWh)	Ger 1	Ger 2	Ger 3	Ger 4	Total
Energia Assegurada	1600,00	2000,00	1000,00	1400,00	6000
Geração Real	1500,00	2200,00	900,00	1700,00	6300
MRE (itens a+b)	$(1600+150.1600/6000)$	$(2000+150.2000/6000)$	$(1000+150.1000/6000)$	$(1400+150.1400/6000)$	6150
MRE (item c)	-	$150.(200/500)$	-	$150.(300/500)$	550
MRE Total	1640,00	2110,00	1025,00	1525,00	6300

FONTE: BETTEGA E RAMOS (2001)

Os custos da realocação de energia via MRE corresponderiam conforme a Tabela 7.

Tabela 7 – Custo de realocação de energia no MRE – geração em superávit

Custo (R\$/MWh)	Ger 1	Ger 2	Ger 3	Ger 4
Realocação	$(1500-1640)TEO$	$(2000-2110)TEO$	$(900-1025)TEO$	$(1700-1525)TEO$

FONTE: BETTEGA E RAMOS (2001)

Nos exemplos anteriores, se o MRE não fosse aplicado, as exposições dos geradores ao PLD⁵ seriam em função do montante de energia contratado bilateralmente, conforme mostrado na Tabela 8.

Tabela 8 – Contrato bilateral

Custo (R\$/MWh)	Ger 1	Ger 2	Ger 3	Ger 4
Sem MRE	$(1500-\text{contrato})PLD$	$(2200-\text{contrato})PLD$	$(900-\text{contrato})PLD$	$(1700-\text{contrato})PLD$

FONTE: BETTEGA E RAMOS (2001)

⁵ Preço de Liquidação e Diferenças são adotados como preços médios mensais variados das energias liquidadas pela CCEE, em R\$/MWh.

1.1.4.2 Agentes de mercado e ambientes de contratação

Como dito anteriormente há dois ambientes de contratação: o Regulado (ACR) e o Livre (ACL).

No ACR ocorrem leilões regulados, para as distribuidoras suprirem os consumidores cativos, que têm tarifas e condições de fornecimento estabelecidas pela ANEEL. Como resultante deste leilão, ocorrem os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEARs), estabelecidos entre vendedores e compradores. Existem 02 tipos de CCEARs: por quantidade (o vendedor assume o risco da operação da usina) e por disponibilidade (neste caso o risco é do comprador).

No mercado regulado, as distribuidoras apenas recebem pelos serviços de transporte com tensões inferiores a 230 kV cobradas pela Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD)⁶.

De acordo com CCEE (2015b), além das modalidades citadas anteriormente, há ainda os seguintes contratos:

- Geração distribuída: compra e venda de energia elétrica precedidos de chamada pública promovida pelo agente distribuidor. A energia elétrica vem dos empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados conectados diretamente no sistema elétrico do comprador
- Ajuste: complementa a carga de energia necessária ao atendimento da totalidade do mercado consumidor. Esses leilões permitem a adequação da contratação de energia pelas distribuidoras
- PROINFA: as energias produzidas pelos participantes do programa – PCH's, usinas eólicas e de biomassa – tem garantia de contratação pela Eletrobrás por 20 anos. Assim, os contratos do PROINFA representam os montantes comercializados pela Eletrobrás na CCEE, tendo como

⁶ O TUSD é um encargo legal do setor elétrico brasileiro que incide sobre os consumidores conectados aos sistemas elétricos das concessionárias de distribuição. É um dos componentes do preço nos contratos de energia elétrica de grandes consumidores, especificamente no que diz respeito ao transporte da energia no SIN e foi criada pelo § 6º do art. 15 da Lei nº 9.074/95.

vendedoras as usinas participantes do PROINFA e como compradoras as concessionárias de distribuição de energia

- Itaipu: é a energia produzida pela usina de Itaipu comercializada pela CCEE
- Energia de reserva (CER): praticados entre os geradores e a CCEE. Criado para aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica do SIN, com energia proveniente de usinas especialmente contratadas para tal finalidade.

No ACL ocorre livre concorrência na venda de energia. Participam deste ambiente: os geradores (a título de serviço público), autoprodutores, produtores independentes (pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebem concessão ou autorização do poder concedente, para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco), comercializadores, importadores e exportadores de energia, além dos consumidores livres e especiais que têm liberdade para negociar a compra de energia, estabelecendo volumes, preços e prazos de suprimentos.

Neste caso, os Agentes de Transmissão respondem pela Rede Básica⁷ que conduzem a energia a tensões iguais ou superiores a 230 kV. Para isto, recebem uma receita anual fixa cobrada dos usuários por meio da Tarifa pelo Uso do Sistema de Transmissão (TUST).

Os consumidores livres são usuários que têm demanda contratada igual ou superior a 3,0MW, conexão em tensão igual ou maior que 69 kV que podem adquirir energia de qualquer fonte de geração. Porém, conforme estabelecido pela Lei 9.427/96, quando compram energia produzida de fontes alternativas (oriundas de PCH's, eólicas, solares e biomassa) é concedido um desconto de 50% e 100% na TUSD/TUST.

O consumidor pode ser dito como especial quando tem demanda contratada igual a 0,5 MW e pode comprar energia também de qualquer fonte alternativa.

⁷ A Rede Básica integra o SIN constituído por linhas de transmissão, barramentos, equipamentos e dispositivos com tensão igual ou superior a 230 kV, ou inferior estabelecido pela ANEEL.

De acordo com CCEE (2015b), as modalidades de contratos existentes neste ambiente de contratação são:

- Contrato de Compra de Energia Incentivada (CCEI): tem como objeto a compra e venda de energia elétrica entre agentes de geração a partir de fontes incentivadas⁸ e comercializadores ou consumidores especiais
- Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica no Ambiente de Contratação Livre (CCEAL): compra e venda de energia entre agentes de geração e comercializadores ou consumidores livres
- Contratos bilaterais: formalizam a compra e venda de energia elétrica entre agentes da CCEE, estabelecendo preços, prazos e montantes de suprimento em intervalos temporais determinados. Nesses contratos a energia é negociada livremente entre os agentes de mercado, sem a interferência da CCEE
- CER: o mecanismo de contratação da energia de reserva serve para aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica do SIN, com energias contratadas para tal finalidade – seja novos empreendimentos de geração ou de existentes.

1.2. MÉTODO DE MONTE CARLO

O Método de Monte Carlo pode ser descrito como método de simulação estatística que utiliza sequências de números aleatórios para desenvolver simulações. Em outras palavras, é visto como método numérico universal para resolver problemas por meio de amostragem aleatória (aproximação da solução) (SOBOL, 1994).

⁸ Fontes incentivadas são empreendimentos de geração renovável com potência instalada não superior a 30 MW, como centrais geradoras eólicas, termelétricas a biomassa e usina de fonte solar, além de pequenas centrais hidrelétricas (PCH's) (CCEE, 2015b).

O Método Monte Carlo é utilizado rotineiramente em muitos campos do conhecimento que vão desde simulação de complexos fenômenos físicos a econômicos. Alguns exemplos de aplicação deste método, em diferentes áreas são: (i) Finanças – séries macroeconômicas e opções futuras; (ii) Energia – operação de reservatórios; (iii) Análise de projetos – opções reais.

No dimensionamento de usinas hidrelétricas, uma vez conhecidas as propriedades estatísticas das séries históricas de vazões, o Método de Monte Carlo pode proceder fazendo as amostragens aleatórias a partir das mesmas. Este processo é repetido inúmeras vezes e o resultado desejado é obtido por meio de técnicas estatísticas (média, mediana, desvio padrão, curtose e coeficiente de assimetria) sobre um determinado número de realizações (amostras).

Neste estudo supõe-se que se pretende planejar ou operar o aproveitamento hídrico em um local com uma série de afluentes de n anos. Esta série é usualmente utilizada como dado de entrada para um modelo de simulação e/ou otimização que produza como saída a grandeza relevante para o projeto (NEIRA, 2005, p.61). A Figura 15 apresenta um exemplo de aplicação de método Monte Carlo, aplicado para série histórica de uma seção do rio na qual se pretende construir uma barragem. Como esta série histórica é apenas uma das possíveis realizações de um processo estocástico, pode-se imaginar que a natureza “sorteou” a série histórica segundo um conjunto de leis probabilísticas. Um novo sorteio resultaria numa outra série, diferente da histórica, mais igualmente provável. Dispõem-se assim, de vários resultados estocásticos diferentes que geram um conjunto de afluentes, todas igualmente prováveis.

Cada resultado é uma série sintética de vazões e esta, por sua vez, gera um fluxo de receitas. Assim, N resultados são provenientes de N simulações, ao invés de um único resultado, originado da série histórica.

A Figura 15 ilustra como a série histórica é um dado de entrada para a modelagem estocástica que gera a quantidade de séries sintéticas que se queira. Como cada resultado estocástico F_i está associado a uma série sintética, é possível estimar a distribuição de probabilidades de “ F ”, que são, por exemplo, as afluentes diferentes, por meio da frequência relativa dos valores ($f_1, f_2, f_3, \dots, f_n$).

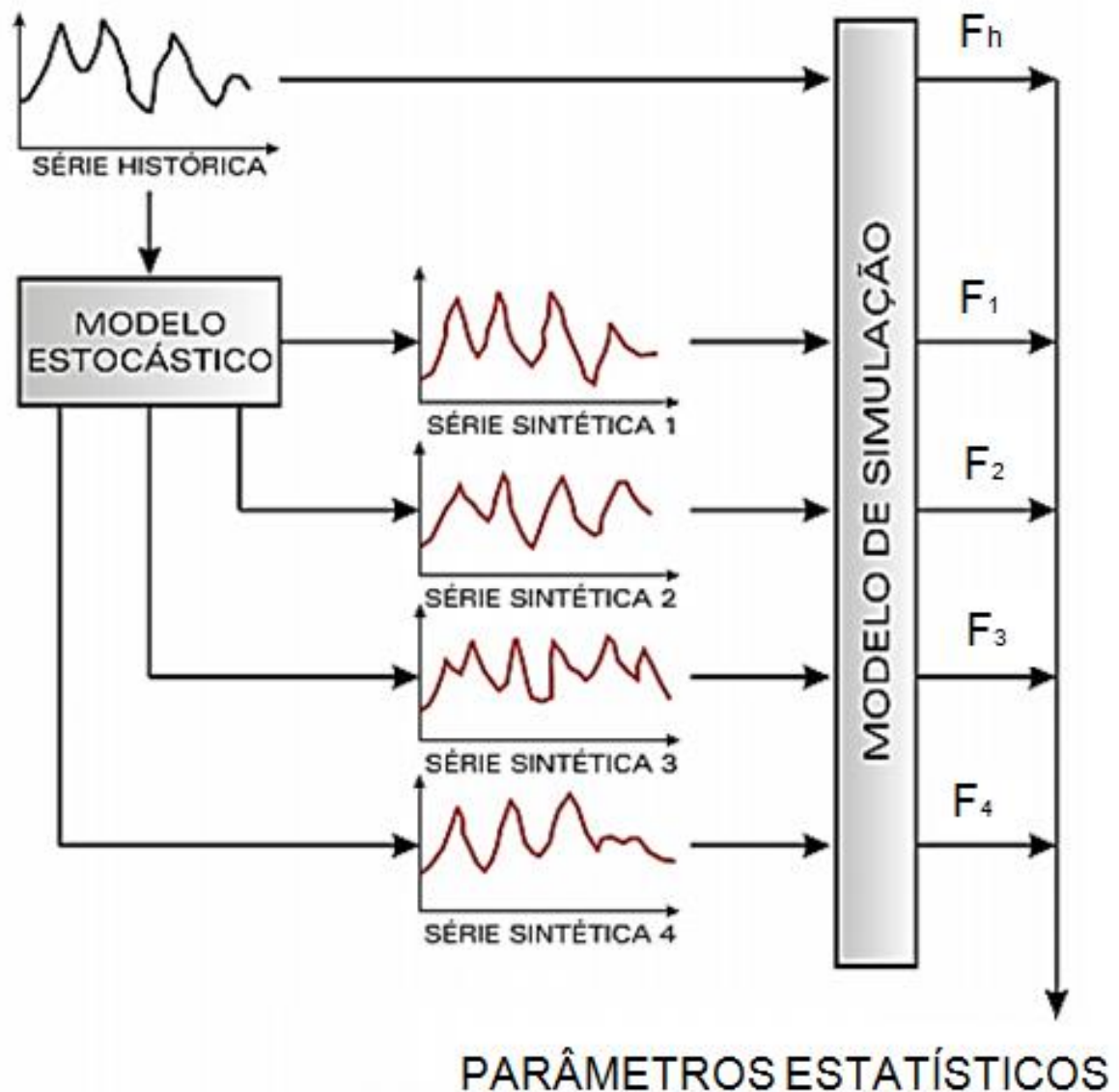


FIGURA 15 – Representação do Método Monte Carlo
 FONTE: NEIRA (2005)

Note que este método apenas proporciona uma aproximação da solução, portanto, é importante analisar o erro de aproximação, que é $k\sigma/(\sqrt{N})$, onde σ é o desvio padrão, N o tamanho da amostra e k números que representam os momentos. Logo, quanto maior o tamanho da amostra, menor o erro de aproximação (SOBOL, 1994). Essas fontes de erros no Método Monte Carlo com séries sintéticas são produzidas por:

- Modelo probabilísticos gerador (distribuição marginal + estrutura temporal)
- Erros amostrais dos parâmetros

- Erro amostral da frequência relativa

Uma vez gerados os fluxos de caixa a partir das séries sintéticas, são estimados parâmetros estatísticos (média, mediana, variância, coeficiente de assimetria, coeficiente de correlação e curtose) para comparação dos resultados obtidos.

1.3 ANÁLISE DE INVESTIMENTOS

A análise econômica dos sistemas de geração de energia é importante para verificar a viabilidade ou não de um empreendimento. Quando são analisadas diferentes alternativas com o objetivo de decidir em qual investir, o primeiro questionamento que surge é referente ao retorno esperado.

Com base em receitas obtidas por simulação do sistema ao longo do tempo, considerando as vazões sintéticas, pode-se obter um panorama geral sobre o futuro negócio. Portanto, é natural que se faça um estudo criterioso sobre a possibilidade de ganhos futuros *versus* riscos e incertezas. Como as receitas futuras de projeto não podem ser classificadas como determinísticas, impõe-se a necessidade de conhecer as variáveis envolvidas e as probabilidades associadas em um processo de análise de investimentos.

1.3.1 Diagrama de fluxo de caixa

O fluxo de caixa é um gráfico que representa de forma ordenada e objetiva todas as receitas e despesas em uma análise de investimentos. A Figura 19 ilustra um exemplo de diagrama de fluxo de caixa, em que o eixo das abscissas representa o tempo e nas ordenadas o valor financeiro (receitas/despesas).

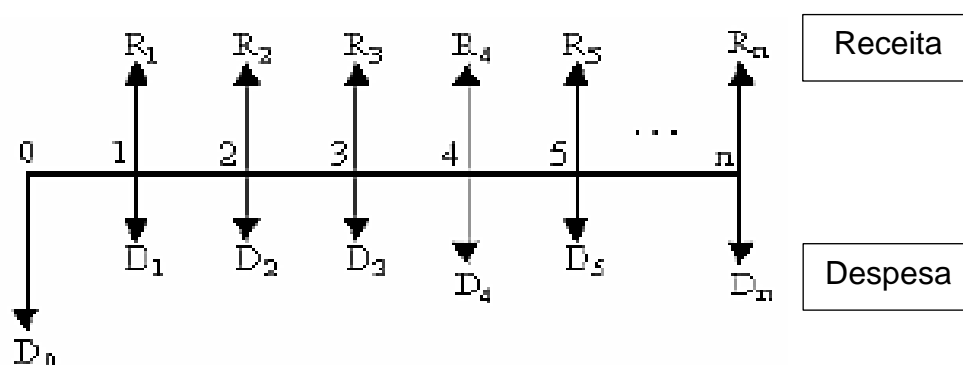


FIGURA 16 – Diagrama de fluxo de caixa
FONTE: BLASQUES (2005)

Outra representação de fluxo de caixa é visualizada na Tabela 9.

Tabela 9 – Exemplo fluxo de caixa

Período (k)	Receitas (R)	Despesas (D)
0	0	D0
1	R1	D1
2	R2	D2

FONTE: O AUTOR (2015)

Em análise econômica, normalmente a despesa no período 0 refere-se ao investimento inicial. Nos períodos posteriores, a receita líquida é definida como a diferença entre receitas e despesas correntes em cada intervalo de tempo.

1.3.2 Valor temporal do dinheiro

Em economia, para um empreendedor sempre há uma clara preferência pela liquidez de capital, ou seja, é preferível o recebimento à vista que no futuro (SOUSA E CLEMENTE, 2004).

Um empreendedor pode abrir mão da liquidez caso receba um atrativo adicional para o capital investido por determinado período de tempo. De forma análoga, há proprietários que optam por antecipar o recebimento de uma determinada quantia, mesmo que para isso arquem com custos adicionais de

antecipação (BLASQUES, 2005, p.77). O percentual que representa este atrativo para um período de tempo unitário é denominado taxa de desconto.

Essas características que constituem a base da matemática financeira faz surgir a necessidade de uma relação entre o valor monetário no presente e no futuro. Para isto, é importante estabelecer uma relação básica entre as variáveis presente e futuro no período de tempo associado e a uma taxa de desconto, também conhecida como taxa de juros. A matemática financeira estabelece a equivalência entre o valor presente (VP) e um valor futuro (VF) de um bem, para um intervalo de tempo (n) a uma taxa de juros qualquer (i), por meio da relação:

$$VP = VF \frac{1}{(1+i)^n} \quad . \quad (5)$$

Outro conceito importante é o fator de recuperação de capital (FRC), que é calculado como:

$$FRC(i, N) = \frac{(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (6)$$

Em que:

i – taxa de juros

n - número de períodos considerados (meses ou anos).

Este fator permite transformar séries uniformes de fluxo de caixa (A) em valor presente e vice-versa.

$$A = VP FRC \quad . \quad (7)$$

1.3.3 Taxa interna de retorno (TIR)

A taxa interna de retorno de um projeto é a taxa de desconto para a qual o valor presente das receitas torna-se igual ao valor presente dos desembolsos. Isto significa dizer que a TIR é aquela que torna nulo o valor presente líquido do projeto. Pode ainda ser entendida como a taxa de remuneração do capital.

Um investimento em que a TIR apresenta um valor maior que a Taxa Mínima de Atratividade (TMA)⁹ é viável economicamente, pois a taxa de remuneração é maior do que o mínimo exigido pela empresa (OLIVEIRA, p. 19, 2008).

A TIR é obtida pela resolução das seguintes equações:

$$0 = \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1 + TIR)^j} - FC_0 \quad (8)$$

$$FC_0 = \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1 + TIR)^j} \quad (9)$$

Em que:

VPL - valor presente líquido

FC_0 - fluxo de caixa verificado no momento zero (momento inicial),
podendo ser um investimento, empréstimo ou financiamento

FC_j - representa o valor de entrada (ou saída) líquida de caixa previsto
para cada intervalo de tempo

n - número de períodos considerados (meses ou anos).

A TIR pode ser usada pelo investidor para tomar decisões entre diferentes alternativas de investimentos. Para isso determina-se a TMA e a TIR de cada uma das alternativas. A vencedora é aquela que tiver maior TIR, desde que seja maior que a TMA. Caso contrário, nenhuma das alternativas é viável (OLIVEIRA, 2008).

⁹ É uma taxa de juros que representa o mínimo que um investidor se propõe a ganhar quando faz um investimento. A TMA é considerada pessoal e intransferível, pois a propensão ao risco varia de investidor para investidor.

1.3.4 Payback

O método do *Payback* consiste em mostrar quanto tempo (n) um investimento leva para ser ressarcido. Pode ser dividido de duas maneiras:

- Simples: considera o tempo necessário para igualar a soma dos futuros fluxos de caixa ao investimento inicial.

$$\sum_{j=1}^n FC_j = FC_0 \quad (10)$$

- Descontado: leva em conta a taxa de juros para realizar o cálculo do período gasto. O Payback descontado é obtido pela Equação (11) em termos de n .

$$VPL = \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1+i)^j} = FC_0 \quad (11)$$

Em que:

VPL - valor presente líquido

FC_0 - fluxo de caixa verificado no momento zero (momento inicial), podendo ser um investimento ou financiamento

FC_j - representa o valor de entrada (líquida) de caixa previsto para cada intervalo de tempo

i - taxa de juros

j - é um índice genérico que representa os períodos $j = 1$ a n .

A grande informação que o *Payback* Descontado oferece é qual o período para que o investidor retome o dinheiro que foi investido, e a partir daí, comece a obter ganhos de capital (OLIVEIRA, 2008).

2 MÉTODO

Neste capítulo é apresentada a formulação do problema de otimização, por meio do detalhamento do método utilizado: geração de séries sintéticas, simulação energética e previsão de receitas por meio de contratos de energia.

Com base nas séries históricas de vazões das PCH's são geradas 1000 séries sintéticas para 60 meses, a exemplo do que é feito pela otimização no modelo NEWAVE. Nesta dissertação foram utilizados três modelos: AR(1), CARMA(1,0) e PAR(p), depois foram comparados os parâmetros estatísticos com as séries históricas.

Uma vez tendo as séries sintéticas, são feitos os balanços hídricos das PCH's e calculada a energia gerada para um determinado mês pela Equação (38).

Com as energias geradas, quatro cenários de geração foram formulados: (A) PCH's que atuam por contratos bilaterais, (B) PCH's participam no MRE, (C) PCH's no MRE com uma usina de biomassa com contrato bilateral e (D) PCH's e usina de biomassa que trabalham com contratos bilaterais. Além disso, por meio do modelo PAR(p) de geração de séries sintéticas de vazão, uma PCH que sofreu repotenciação, e seus resultados obtidos foram comparados com a potência instalada *in loco*, para verificar qual a melhor alternativa.

Nas hipóteses formuladas, para os preços de contrato de venda de energia foi utilizado o valor do *CMO médio*. Para o déficit de energia, foram usados os valores do *PLD*, ambos retirados do NEWAVE (para o subsistema Sul) e estão localizados no Anexo-3 deste trabalho.

Para os cenários (B) e (C), são usados a Tarifa de Otimização de Energia (TEO)¹⁰ que estão no Anexo-4.

Calculadas as quatro hipóteses diferentes e também a repotenciação, há 1000 receitas brutas diferentes para cada mês nos diferentes cenários, com iguais probabilidades de ocorrência, foram calculados, então, os parâmetros estatísticos mensais. Com isso, utilizando a média há uma previsão de fluxo de receitas brutas

¹⁰ Tarifa que se destina à cobertura dos custos incrementais incorridos na operação e manutenção das usinas hidrelétricas e ao pagamento da compensação financeira, pelo uso dos recursos hídricos da geração de energia destinada ao MRE.

para cada uma das hipóteses nos 60 meses, para cada modelo de série sintética gerada para as duas PCH's.

Com as Tabelas: 10, 13, 17 e 18, além das receitas brutas são calculados os diferentes fluxos de caixa, TIR e *payback* para cada cenário. Os resultados obtidos são encontrados no Anexo-E.

2.1 VAZÕES SINTÉTICAS

As séries sintéticas hidrológicas constituem ferramentas de grande importância na avaliação estocástica do potencial dos recursos energéticos e no planejamento do sistema de recursos hídricos através do Método de Monte Carlo. KELMAN (1987) afirmou que as estatísticas das séries históricas de um local podem ser usadas como estimadores de parâmetros do processo estocástico adotado para a geração de séries sintéticas.

Assim as séries sintéticas de vazões ou energias naturais são geradas a partir dos dados históricos, usando modelos teóricos que supostamente representam o processo estocástico subjacente com propriedades estatísticas iguais das séries históricas que os originaram (SALAS, *et. al.*, 1980). MIRANDA, *et. al.*, (2013) descrevem diversos modelos teóricos é composto de dois submodelos, a distribuição marginal e para a estrutura temporal tais como: Modelo Autoregressivo (AR), Modelo Autoregressivo Média Móvel (ARMA), Modelo Autoregressivo Integrado Média Móvel (ARIMA), *Fraction Gaussian Noise* (FGN), *Broken Line* (BL), *Shifting Level* (SL), Modelo autoregressivo médias móveis contemporâneo (CARMA) e autoregressivo periódico (PAR(p)).

Esta dissertação utilizou três modelos simples para geração de vazões médias mensais: Autoregressivo de Primeira Ordem (AR(1)), CARMA e PAR(p). Para distribuição marginal a distribuição log-normal LN3 ou LN2 é muito usada para representar afluências médias anuais ou mensais.

2.1.1 Autoregressivo de 1ª ordem (AR(1)) log-normal LN3

Para a geração de variáveis aleatórias normalmente distribuídas, apresenta-se o modelo conforme PRESS, *et. al.* (1989). Inicialmente foi adotada a hipótese da distribuição LN3 para vazões médias anuais (FILL, *et. al.*, 2006, p.29):

$$Z_t = \frac{\ln(Q_t - \xi) - m}{d} \sim N(0,1) \quad (12)$$

Sendo que:

Z_t - variável aleatória normal padrão

Q_t - vazão afluente no mês t

ξ - limite inferior das vazões afluentes

$m = E[\ln(Q_t - \xi)]$

$d = \sqrt{\text{Var}[\ln(Q_t - \xi)]}$.

Sendo $E[\ln(Q_t - \xi)]$ e $\text{Var}[\ln(Q_t - \xi)]$, respectivamente, o valor esperado e a variância de $[\ln(Q_t - \xi)]$.

As variáveis aleatórias normais Z_t são geradas por um modelo Markoviano simples (FILL, *et. al.*, 2006, p. 29):

$$Z_t = \rho Z_{t-1} + \sqrt{1 - \rho^2} U_t \quad t = 1, 2, \dots, T \quad (13)$$

Em que:

ρ - coeficiente de autocorrelação de $\ln(Q_t - \xi)$

U_t - variável aleatória normal padrão $N(0,1)$ independente de Z_t

Z_0 - valor inicial de Z_t usualmente igual a zero.

Depois de gerar Z_t pela Equação (13), foi obtida a série com distribuição LN3, por meio da inversão da Equação (12):

$$Q_t = \xi + \exp(Z_t d + m) \quad (14)$$

Os parâmetros m , d e ξ são estimados pelo método dos quantis combinado com o método da máxima verossimilhança, mediante as Equações (15) a (17) (FILL & NEIRA, 2008).

$$\xi = \frac{Q_1 Q_{(n)} - Q_{mediana}^2}{Q_1 + Q_{(n)} - 2Q_{mediana_t}} \quad (15)$$

$$m = \frac{\sum_{t=1}^n \ln(Q_t - \xi)}{n} \quad (16)$$

$$d^2 = \frac{\sum_{t=1}^n [\ln(Q_t - \xi) - m]^2}{n} \quad (17)$$

Em que:

$Q_{(i)}$ - i -ésimo valor ordenado da vazão média anual da série histórica

$Q_{mediana}$ - mediana de valores observados da vazão média anual

n - número de observações na série histórica.

2.1.2 CARMA (Contemporâneo Autoregressivo de Médias Móveis)

O CARMA (*Contemporaneous Auto Regressive Moving Average*) é um caso particular do ARMA para modelagem de séries temporais (CAMACHO *et. al.*, 1985, DETZEL *et. al.*, 2014).

Sejam os vetores $Z_t = (Z_{t1}, Z_{t2}, \dots, Z_{tk})$ e $a_t = (a_{t1}, a_{t2}, \dots, a_{tk})$, definidos para k séries temporais no tempo t . Para geração de cenários sintéticos mensais de vazão, o modelo CARMA (p, q) é dado, genericamente como:

$$\varphi_i(B)Z_{ti} = \theta_i(B)a_{ti} \quad i = 1, 2, \dots, k \quad (18)$$

Em que:

φ_i - é o i -ésimo operador autoregressivo (AR) de ordem p ($p = \max(p_1, \dots, p_k)$):

$$\varphi_i(B) = 1 - \varphi_{i1}(B) - \varphi_{i2}(B^2) - \dots - \varphi_{ip}(B^p). \quad (19)$$

Da mesma forma, θ_i é o i -ésimo operador de ordem q ($q = \max(q_1, \dots, q_k)$):

$$\theta_i(B) = 1 - \theta_{i1}(B) - \theta_{i2}(B^2) - \dots - \theta_{iq}(B^q). \quad (20)$$

B - é o operador de defasagem do modelo. $B^n(Z_t) = (Z_{t-n})$

As matrizes de parâmetros desse modelo contemporâneo são diagonais. Assim, o CARMA respeita as estatísticas básicas e as autocorrelações individuais de cada série histórica ao mesmo tempo que as correlações espaciais instantâneas nos modelos multivariados (DETZEL *et. al.*, 2014).

O vetor dos resíduos é calculado pela Equação (21).

$$a_{ti} = \Delta \xi_i. \quad (21)$$

Onde ξ_i é um vetor de variáveis aleatórias independentes e identicamente distribuídas (*IID*) $\xi_i \sim IID(0, I)$ e Δ é uma matriz variância-covariância de tamanho $k \times k$.

Para o ajuste do modelo, DETZEL, *et. al.* (2014), aplicaram transformação logarítmica às séries de vazões, para aproximá-las a uma distribuição gaussiana.

Ademais, a sazonalidade das séries é removida por meio de padronização individual por média e desvio padrão.

2.1.2.1 Identificação do modelo

DETZEL, *et. al.* (2014) usou o Critério de Informação Bayesiano (*BIC*), definido pela Equação (22), para identificar o modelo mais apropriado.

$$BIC = -2 \ln L(r) + \ln(nr) \quad (22)$$

Onde $L(r)$ é a função de verossimilhança para r parâmetros e n é o número de elementos da série. O modelo que tiver o menor *BIC* é escolhido para gerar séries sintéticas.

2.1.2.2 Estimação dos parâmetros do modelo

Ao usar as matrizes diagonais dos parâmetros para as porções autoregressivas (*AR*) e médias móveis (*MA*), o modelo contemporâneo permite que sejam estimados parâmetros de forma isolada para cada série. Dessa maneira, foi aplicado o método da máxima verossimilhança de forma individual a cada usina, na forma mostrada pela Equação (23).

$$\max \left[\ln L(\varphi, \theta) = -n \ln \sigma_a^2 - \frac{S(\varphi, \theta)}{2\sigma_a^2} \right] \quad (23)$$

$$-1 \leq \varphi \leq 1$$

$$-1 \leq \theta \leq 1$$

Em que σ_a^2 é a variância da série de resíduos, $S(\varphi, \theta)$ é a função soma dos quadrados dos resíduos, φ são os parâmetros de *AR* e θ são os parâmetros da função *MA*. Como dito anteriormente a Equação (22) é a função de log-verossimilhança. Para respeitar a estacionariedade do modelo, é necessário que seja respeitado as restrições apresentadas na Equação (23).

A correlação espacial é feita pela matriz Δ , apresentada na Equação (21). A determinação de Δ envolve obter a solução pela Equação (24).

$$\Delta\Delta' = M \quad (24)$$

Onde M é a matriz de correlações cruzadas dos resíduos ξ_i .

Salas, *et. al.* (1980), afirmaram que qualquer solução que satisfaçam as restrições da Equação (23) é válida. Esse procedimento é válido apenas para matrizes M positivo-definidas.

2.1.2.3 Validação do modelo

Para validar, o modelo DETZEL, *et. al.*, (2014), seguiram as recomendações de HALTINER & SALAS (1988): (i) validação teórica – refere-se às propriedades dos resíduos obtidos com o modelo ajustado e (ii) validação das estatísticas de curto prazo que trata de verificações comparativas entre as séries históricas e sintéticas geradas.

2.1.3 Autoregressivos periódicos - PAR(p)

O número de termos autoregressivos do modelo PAR(p) indica a ordem do modelo, que em geral é um vetor $\mathbf{p}=(\mathbf{p}_1, \mathbf{p}_2, \dots, \mathbf{p}_{12})$, onde cada elemento fornece a ordem de cada período. A formulação matemática deste modelo, para as séries

mensais $\mathbf{p}=(\mathbf{p}_1, \mathbf{p}_2, \dots, \mathbf{p}_{12})$ é dada de acordo com as Equações: (25) e (26) (DEUS, p. 69, 2008).

$$\left(\frac{(Z_t - \mu_m)}{\sigma_m} \right) = \phi_1^m \left(\frac{(Z_{t-1} - \mu_{m-1})}{\sigma_{m-1}} \right) + \dots + \phi_p^m \left(\frac{(Z_{t-p} - \mu_{m-p})}{\sigma_{m-p}} \right) + a_t \quad (25)$$

Ou

$$\Phi^m(B) \left(\frac{(Z_t - \mu_m)}{\sigma_m} \right) = a_t \quad (26)$$

Onde:

Z_t – série sazonal de período s

s – número de período ($s = 12$ para séries anuais)

N – número de anos

t – tempo, $t = 1, 2, \dots, sN$, função do ano $T = (1, 2, \dots, N)$ e do período

$m = (1, 2, \dots, s)$

μ_m – média sazonal do período s

σ_m – desvio - padrão sazonal do período s

ϕ_i^m – coeficiente AR para estação m

$\Phi^m(B)$ - é o operador auto - regressivo de ordem \mathbf{p}_m

$$\Phi^m(B) = (1 - \phi_1^m B - \phi_2^m B - \dots - \phi_p^m B^p) \quad (27)$$

B^i – aplicado a Z_t resulta em Z_{t-i} ($B^i Z_t = Z_{t-i}$)

p – ordem de cada operador auto - regressivo

a_t – série de ruídos independentes com média zero e variância $\sigma_a^{2(m)}$.

Seja $\rho^m(k)$ a correlação entre Z_t e Z_{t-p} de tal forma que t corresponda ao período m :

$$\rho^m(k) = E \left[\left(\frac{Z_t - \mu_m}{\sigma_m} \right) \left(\frac{Z_{t-p} - \mu_{m-p}}{\sigma_{m-p}} \right) \right] \quad (28)$$

De acordo com PENNA (2009), o conjunto de funções de autocorrelação $\rho^m(k)$ dos períodos $m=1, \dots, s$, descrevem a estrutura de dependência temporal da série. Estas funções são obtidas multiplicando-se ambos os lados da Equação (25) por $\left(\frac{Z_{t-p} - \mu_{m-p}}{\sigma_{m-p}} \right)$ e tomando o valor esperado é obtido para cada período:

$$\begin{aligned} E \left[\left(\frac{Z_t - \mu_m}{\sigma_m} \right) \left(\frac{Z_{t-p} - \mu_{m-p}}{\sigma_{m-p}} \right) \right] &= \phi_1^m E \left[\left(\frac{Z_{t-1} - \mu_{m-1}}{\sigma_{m-1}} \right) \left(\frac{Z_{t-p} - \mu_{m-p}}{\sigma_{m-p}} \right) \right] + \dots \\ &+ \phi_{p_m}^m E \left[\left(\frac{Z_{t-p_m} - \mu_{m-p_m}}{\sigma_{m-p_m}} \right) \left(\frac{Z_{t-p} - \mu_{m-p}}{\sigma_{m-p}} \right) \right] + E \left[a_t \left(\frac{Z_{t-p} - \mu_{m-p}}{\sigma_{m-p}} \right) \right] \end{aligned} \quad (29)$$

Uma vez conhecidos os parâmetros de um modelo PAR(p), as funções $\rho^m(k)$ são dadas pela solução da Equação (29) e podem ser expressas por uma combinação de decaimentos exponenciais ou ondas senoidais, o que faz com que cada $\rho^m(k)$ tenda a zero à medida que k cresce (PENNA, 2009).

Ao fixar m e variando k de 1 a p_m na Equação (29) obtém-se, para cada período, um conjunto de equações comumente denominado de equações Yule-Walker (PENNA, 2009). Para um período m qualquer:

$$\begin{bmatrix} 1 & \rho^{m-1}(1) & \rho^{m-1}(2) & \dots & \rho^{m-1}(p_m-1) \\ \rho^{m-1}(1) & 1 & \rho^{m-2}(1) & \dots & \rho^{m-2}(p_m-2) \\ \rho^{m-1}(2) & \rho^{m-2}(1) & 1 & \dots & \rho^{m-3}(p_m-3) \\ \vdots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ \rho^{m-1}(p_m-1) & \rho^{m-2}(p_m-2) & \rho^{m-3}(p_m-3) & \dots & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \phi_1^m \\ \phi_2^m \\ \phi_3^m \\ \vdots \\ \phi_{p_m}^m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \rho^m(1) \\ \rho^m(2) \\ \rho^m(3) \\ \vdots \\ \rho^m(p_m) \end{bmatrix} \quad (30)$$

ϕ_{p_m} o j-ésimo parâmetro autorregressivo de um processo de ordem k , ϕ_{kk} é o último parâmetro do processo. As equações de Yule-Walker para cada período m podem ser reescritas da seguinte forma:

$$\begin{bmatrix} 1 & \rho^{m-1}(1) & \rho^{m-1}(2) & \dots & \rho^{m-1}(k-1) \\ \rho^{m-1}(1) & 1 & \rho^{m-2}(1) & \dots & \rho^{m-2}(k-2) \\ \rho^{m-1}(2) & \rho^{m-2}(1) & 1 & \dots & \rho^{m-3}(k-3) \\ \vdots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ \rho^{m-1}(k-1) & \rho^{m-2}(k-2) & \rho^{m-3}(k-3) & \dots & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \phi_{k1}^m \\ \phi_{k2}^m \\ \phi_{k3}^m \\ \vdots \\ \phi_{kk}^m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \rho^m(1) \\ \rho^m(2) \\ \rho^m(3) \\ \vdots \\ \rho^m(k) \end{bmatrix} \quad (31)$$

O conjunto de valores ϕ_{kk} , $k=1,2,\dots$, é chamado de função de autocorrelação parcial do período m . O conjunto de funções ϕ_{kk}^m , $m=1,2,\dots,s$, é uma outra forma de representar a estrutura de dependência do processo estocástico ao longo do tempo. Em um processo autoregressivo de ordem \mathbf{p}_m , a função de correlação parcial ϕ_{kk}^m é diferente de zero para k menor ou igual a \mathbf{p}_m , e igual a zero para $k > \mathbf{p}_m$ (PENNA, 2009).

Para $k=0$, a Equação (29) fica:

$$1 = \phi_1^m \rho^m(1) + \phi_2^m \rho^m(2) + \dots + \phi_{p_m}^m \rho^m(\mathbf{p}_m) + E \left[a_t \left(\frac{Z_t - \mu_m}{\sigma_m} \right) \right] \quad (32)$$

Multiplicando ambos os lados da Equação (25) por a_t e tomando o valor esperado:

$$E \left[a_t \left(\frac{Z_t - \mu_m}{\sigma_m} \right) \right] = \sigma_a^{2(m)} \quad (33)$$

Ao substituir a Equação (33) em (32):

$$\sigma_a^{2(m)} = 1 - \phi_1^m \rho^m(1) + \phi_2^m \rho^m(2) + \dots + \phi_{p_m}^m \rho^m(\mathbf{p}_m) \quad (34)$$

2.1.3.1 Ajuste do modelo

PENNA (2009) sugeriu que o ajuste do modelo seja dividido em 3 etapas. A primeira etapa, denominada por BOX, JENKINS E REINSEL (1994) que consiste em escolher a ordem do modelo, com base em estimativas das funções $\rho^m(k)$ e ϕ_{kk}^m obtidas a partir da série amostral. Na modelagem autoregressiva periódica consiste em escolher o vetor \mathbf{p} .

A segunda etapa refere-se a estimação de parâmetros, que é em geral recomendado o uso de estimadores de máxima verossimilhança. A terceira etapa diz respeito a verificação do modelo, isto é, verificar através de testes estatísticos se as hipóteses consideradas durante as etapas anteriores são atendidas. Caso as hipóteses não sejam verificadas, deve-se retornar à primeira etapa até que os resultados sejam satisfatórios (PENNA, p. 59, 2009).

2.1.4 Vazões sintéticas (modelos AR(1), CARMA e PAR(p))

Em estudos energéticos, os critérios de suprimento são baseados em índices de risco, que podem ser obtidos a partir de cenários de afluências aos aproveitamentos hidrelétricos (SILVA, 2008).

Estes cenários são formulados com base no passado (séries históricas) e utilizam modelos estocásticos capazes de produzir séries sintéticas, diferentes das séries históricas e igualmente prováveis. Dessa forma, a informação contida na série histórica é extraída de forma mais completa. Com isto é possível fazer a avaliação do risco e das incertezas pertinentes à geração da usina hidrelétrica. Este trabalho usou três modelos de geração: Autoregressivo de 1ª ordem (AR(1)), CARMA(1,0) (Autoregressivo de médias móveis contemporâneo) e Autoregressivo periódico de ordem p ((PAR(p)).

O AR(1) é empregado na simulação baseada nas usinas individualizadas para o sistema hidrotérmico interligado. Neste caso, a série hidrológica tem como

característica as propriedades probabilísticas, como por exemplo, a média, a variância e a estrutura de autocorrelação (MACIEIRA *et. al.*, 2002).

Para o modelo AR(1), após as gerações das vazões médias anuais, estas são desagregadas em vazões médias mensais usando o método dos cenários hidrológicos. Neste método, depois do sorteio aleatório de um cenário histórico (vazões médias mensais de um dado ano hidrológico) as vazões médias anuais são rateadas na mesma proporção entre os doze meses do ano. Esse método foi demonstrado por GROSZEWICZ *et. al.* (1991). É equivalente a outros procedimentos clássicos de desagregação como o método clássico de Valência & Schaake (LOUCKS, *et. al.*, 1981).

O CARMA é um modelo diferente de geração de séries sintéticas do que é feito atualmente para o despacho hidrotérmico. Segundo BESSA *et. al.* (2008) essas diferenças resultam porque o CARMA considera a individualidade das usinas, isto é, apresenta a estrutura de correlações para todo o SIN. Além disso, é um modelo não sazonal.

Hoje, como o SEB tem sua expansão em térmicas e hidrelétricas a fio d'água, há uma menor regularização relativa plurianual. Com isso, modelo como o CARMA, parcimoniosos, mais ainda assim parametrizados, podem apresentar boa representatividade dos processos hidrológicos.

“Neste caso, corre-se o risco de que o uso de modelo mais simples reduza a capacidade da série sintética de reproduzir eventos extremos. Por outro lado, a tendência da matriz energética é um aumento da parcela relativa à termelétricidade e esta seria empregada para aumentar a confiabilidade do setor. Para obter vantagem desta nova característica do SEB, o trabalho de BESSA *et. al.* (2008) optou por empregar a formulação do CARMA não periódica a séries mensais estacionárias e dessazonalizadas.”

O procedimento utilizado para geração de série sintética do CARMA foi baseado no método aplicado em DETZEL *et. al.*, (2014) modelaram as séries de vazões afluentes às usinas hidrelétricas do SIN, através dos procedimentos explicados no item 3.1.2 deste trabalho. Para usinas da região Sul, em particular, os modelos encontrados foram predominantemente de 1ª ordem, ou seja, CARMA (1,0). Esta informação é relevante por ser a mesma região das PCH's consideradas no presente trabalho.

O modelo CARMA (1,0), na verdade, recai em um modelo autoregressivo multivariado com uma simplificação importante na matriz parâmetro da porção autoregressiva, sendo esta uma matriz diagonal. Esse modelo foi denominado de modelo markoviano por (MATALAS, *et. al.*, apud. LOUCKS, *et. al.*, 1981).

DETZEL *et. al.* (2014) sistematizaram uma programação computacional que permite gerar séries sintéticas multivariadas do tipo CARMA, bem como a realização de algumas análises para avaliação do seu desempenho. Este programa utiliza algoritmos no ambiente de programação MATLAB (versão 2011^a) , o que possibilita que as equações sejam aplicadas de forma lógica e sequencial para gerar as séries sintéticas de vazões. Os resultados gerados são armazenados em arquivo no formato “Texto”, que é acessado por outros aplicativos e/ou planilhas eletrônicas.

O PAR(p) é o modelo vigente no SEB, utilizado pelo GEVAZP, que é uma programação computacional que gera séries sintéticas de vazões para o NEWAVE. Este estudo utilizou o GEVAZP para a geração das séries sintéticas de vazão e as comparou com os outros modelos de séries sintéticas de vazão (CEPEL, 2015).

2.2 SIMULAÇÃO ENERGÉTICA

Uma usina hidrelétrica tem sua produção de energia sujeita a restrições operativas (balanço hídrico, limites de armazenamento, turbinamento e etc.).

A equação de balanço hídrico apresentada abaixo, representa a evolução do armazenamento ao longo do período de estudo: o volume final a cada estágio é obtido somando-se o volume inicial a afluência durante o estágio e subtraindo-se os volumes turbinado, vertido, evaporado (KELMAN, *et. al.*, 2004).

$$V_t = V_{t-1} + a_t - u_t - w_t - e_t \quad t = 1, \dots, T \quad (35)$$

Em que:

t - indexa os estágios

T - tempo de duração do estudo

V_{t-1} - armazenamento do reservatório no início do mês t em hm^3 .

Com $V_0 = V_{MAX}$ considerado inicialmente cheio

V_t - armazenamento ao final do mês t igual ao início do mês $t + 1$

a_t - afluência natural ao longo do mês (hm^3)

u_t - volume turbinado ao longo do mês (hm^3)

w_t - volume vertido (hm^3)

e_t - volume evaporado (hm^3).

Na Equação (35) adotando $w_t = 0$ dado por:

$$w_t = V_t - V_{MAX} \quad (36)$$

E $V_t = V_{MAX}$ se $V_t \leq V_{MAX}$, então $w_t = 0$.

No sistema analisado no presente trabalho são consideradas usinas a fio d'água, foi assumido que o volume evaporado é desprezado (área do reservatório pequeno) e $V_t = V_{t-1}$ (nível constante), resulta:

$$a_t = u_t + w_t \quad (37)$$

Com restrição $u_t \leq u_{MAX}$.

A quantidade de energia produzida E (MW) em uma usina hidrelétrica, durante certo intervalo de tempo é o produto da vazão turbinada Q (m^3/s) pela queda líquida H_L (m), aceleração gravitacional g (m/s^2), rendimento da máquina η , o peso específico da água γ (N/m^3) e o intervalo de tempo Δt (s) considerado:

$$E = gQH_L\eta\Delta t\gamma \quad (MW) \quad (38)$$

2.3 PREVISÃO DE RECEITAS POR CONTRATOS DE ENERGIA

Este estudo considerou quatro diferentes cenários, todos para o subsistema Sul. Nos contratos de venda de energia, os preços do MWh vendidos, foram adotados valores de CMO médios (do subsistema Sul) gerados pelo NEWAVE para 60 meses. No caso do contrato bilateral, quando a PCH não produz energia suficiente no mês para atender o contrato prefixado, o investidor compra energia no Preço de Liquidação e Diferenças (PLD), que neste caso é o CMO médio (do subsistema Sul) do respectivo mês. Para o MRE, a PCH faz um compartilhamento do risco hidrológico, portanto o investidor pode comprar energia no PLD ou vender o excedente de energia.

Este trabalho considerou os seguintes cenários para obter os fluxos de caixa:

(A) as usinas hidrelétricas com produção máxima possível de energia elétrica ao longo dos meses; um contrato bilateral é firmado com um agente (cliente livre). A receita é representada conforme a Equação (39).

$$receita_total = \sum_{n=1}^m ((geração_n - vendas_n)PLD_n + vendas_n PC_{médio}) \quad (39)$$

Em que:

geração - energia produzida num determinado mês, em MWh

vendas - séries de montantes mensais de energia elétrica vendida, ou seja, é a energia assegurada da usina hidrelétrica, em MW

$PC_{médio}$ - preço da energia contratada, que é o custo marginal operacional médio para o período, em R\$/MWh

PLD_n - preço das liquidações das diferenças, adotado como

preços médios mensais variáveis das energias liquidadas pela CCEE¹¹, em R\$/MWh

n - número de períodos estudados (meses).

Na Figura 17 é representado o fluxograma deste cenário.

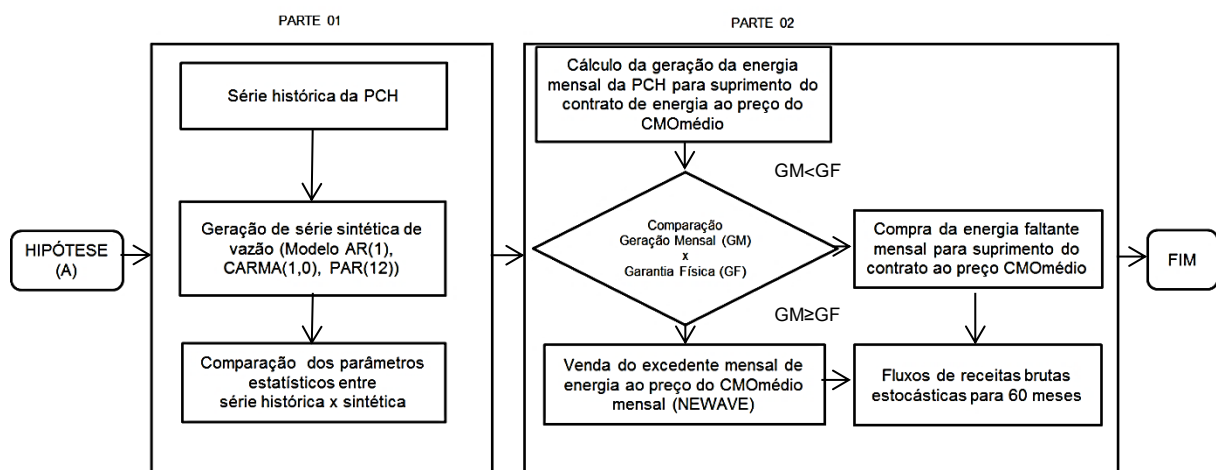


FIGURA 17 – Fluxograma da Hipótese (A)
FONTE: O AUTOR (2015)

(B) As PCH's participam do MRE, supondo que o subsistema Sul tem energia suficiente para suprir o déficit da usina. De maneira simplificada o problema pode ser resumido da seguinte forma:

$$receita_total_n = receita_01_n + receita_02_n + receita_03_n \quad (40)$$

Em que:

¹¹ A contabilização e liquidação mensal são chamadas de mercado de curto prazo ou mercado spot.

$$receita_01_n = vendas_n \text{preço_contrato}_n \quad (41)$$

$$receita_02_n = (parte_n)TEO_n \quad (42)$$

$$receita_03_n = (parte_n)PLD_n \quad (43)$$

Na qual o vetor TEO é a tarifa de energia de otimização que é constante no ano, em R\$/MWh.

Para a $receita_02$ e $receita_03$ existem as seguintes restrições, de acordo com o ajuste que representa a relação entre a Geração Total Agregada (GTA_MRE) e a Garantia Física ($GFIS_MRE$) das usinas participantes no MRE:

$$ajuste_n = \frac{GTA_MRE_n}{GFIS_MRE_n} \quad (44)$$

Quando o $ajuste_n \geq 1$, caso as usinas participantes do MRE tenham sua geração mensal acima da energia assegurada, há existência de uma energia secundária do MRE. Seu valor equivale à diferença entre a GTA_MRE e $GFIS_MRE$, multiplicado pelo direito à energia secundária ($DSEC_P$). Portanto:

$$receita_03_n = 0 \quad (45)$$

$$parte_n = (GTA_MRE_n - GFIS_MRE_n)DSEC_P_n \quad (46)$$

Sendo:

$$DSEC_P_n = \frac{vendas_n}{GFIS_MRE_n}. \quad (47)$$

Para $ajuste_n < 1$, a $parte$ é calculada da seguinte forma:

$$parte_n = (vendas_n \cdot ajuste_n - geração_n) DSEC_P_n \quad (48)$$

$$receita_02_n = 0 \quad (49)$$

Com *ajuste* menor que 1, é calculada a proporção de garantia física da usina do agente em relação aos participantes do MRE; a *parte* é um operador – o resultado das restrições anteriormente explicitadas. O *preço contrato* é o valor pago para a energia assegurada (R\$), *vendas* é a energia assegurada da PCH e *receita* é o quanto a usina gerou no respectivo mês.

Na Figura 18 é representado o fluxograma deste cenário.

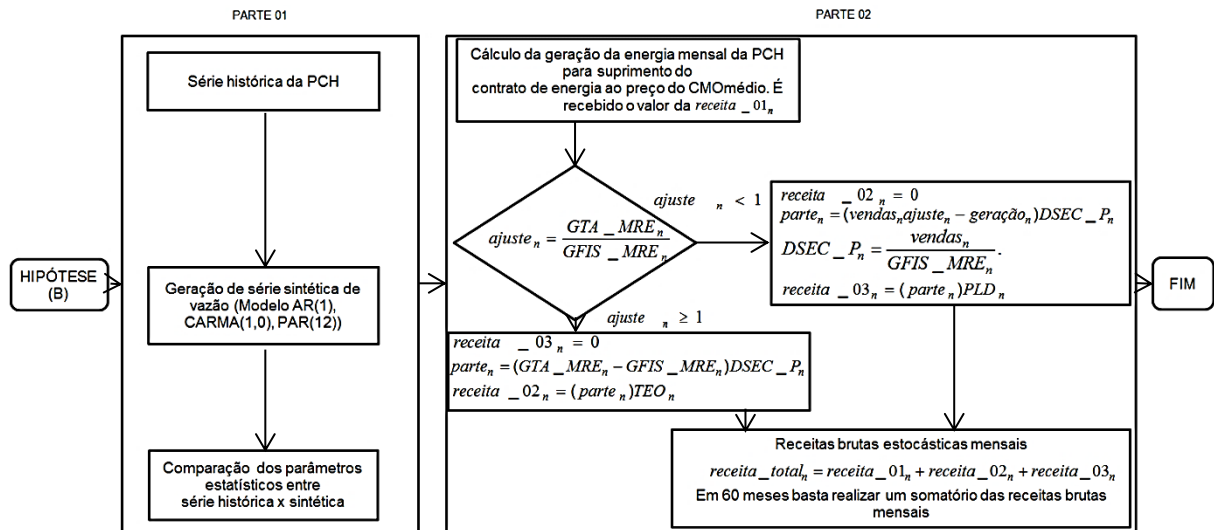


FIGURA 18 – Fluxograma da Hipótese (B)
FONTE: O AUTOR (2015)

(C) Como forma de maximizar a receita da usina hidrelétrica que atua no MRE, uma usina de biomassa foi colocada para trabalhar em conjunto com as PCH's. Esta usina térmica opera com contrato bilateral de energia elétrica, no mercado livre. A expressão é formulada da seguinte forma:

$$receita_total_n = receita_01_n + receita_02_n + receita_03_n +$$

$$\sum_{n=1}^m ((geração_n - vendas_n) PLD_n + vendas_n PC_{médio}) \quad (50)$$

As receitas: 01, 02 e 03 são idênticas à suposição 02. Já *vendast* é a geração média da usina de biomassa no contrato de bilateral no período n e o $PC_{\text{médio}}$ é preço de contratação do mercado livre. A *geraçãot* é a produção da usina de biomassa no mês n e o PLD é o preço da energia no mercado de curto prazo.

Na Figura 19 é representado o fluxograma deste método.

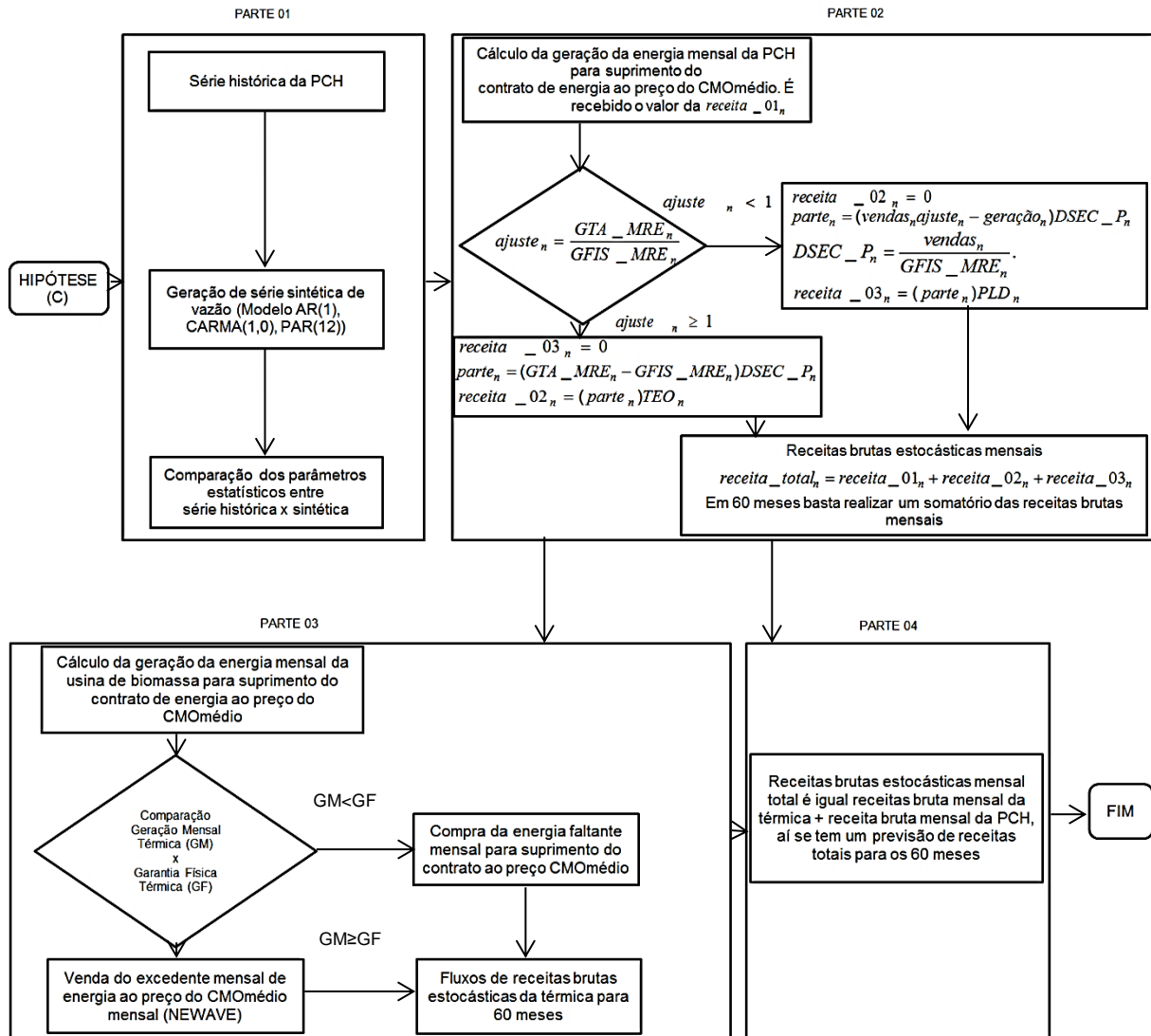


FIGURA 19 – Fluxograma da Hipótese (C)
FONTE: O AUTOR (2015)

(D) Para aumentar a receita da usina hidrelétrica que atua no mercado livre, com uma usina de biomassa trabalhando em conjunto com as PCH's. Assim como no cenário (C) usina térmica opera de acordo com o contrato de bilateral de energia elétrica que atua no mercado livre. A expressão é formulada da seguinte forma:

$$receita_total_n = receita_01_n + \sum_{n=1}^m ((geraçãot - vendas)PLD_n + vendas_n PC_{médio}) \quad (51)$$

A *receita_01* é *receita_total* do cenário A. Já *vendast* é a geração média da usina de biomassa no contrato bilateral no período *n* e o *PC_{médio}* é preço de contratação da energia. A *geração* é a produção da energia realizada pela usina de biomassa no mês *n* e o *PLD* é o preço da energia no mercado de curto prazo.

Na Figura 20 é representado o fluxograma deste método.

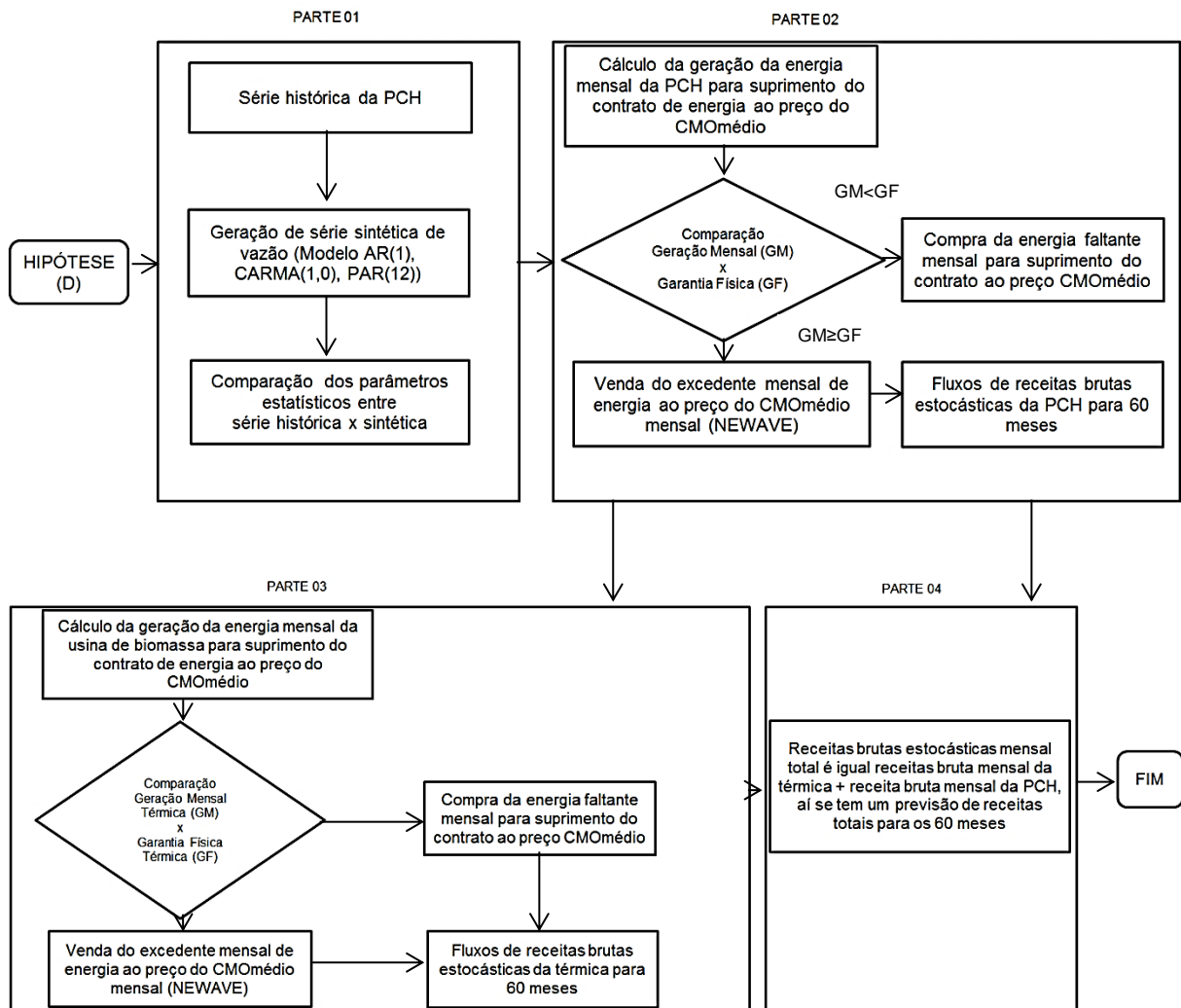


FIGURA 20 – Fluxograma da Hipótese (D)
FONTE: O AUTOR (2015)

As receitas geradas pelo Método de Monte Carlo são comparadas estatisticamente para os quatros cenários de geração: (A) PCH's que atuam por contratos bilaterais; (B) PCH's participam no MRE. (C) PCH's no MRE com uma usina de biomassa com contrato bilateral e (D) PCH's e usina de biomassa que

trabalham com contratos bilaterais. Além disso, por meio do modelo PAR(p) de geração de séries sintéticas de vazão, uma PCH sofreu repotenciação, e seus resultados obtidos foram comparados com a potência instalada *in loco*, para verificar qual a melhor alternativa.

2.4 ANÁLISE FINANCEIRA PELO MÉTODO DE MONTE CARLO

O problema de otimização do fluxo de caixa caracteriza-se por apresentar incerteza hidrológica em qualquer período. As vazões sintéticas geradas, a partir das séries históricas, são representadas por $qa_{(n)}$. Na Figura 21, geram-se a partir das séries históricas foram geradas séries sintéticas de vazões mensais pelos modelos descritos anteriormente.

Ao considerar os quatro cenários de previsão de receitas, a previsão de faturamento $r(t)$, resultante dos contratos de energia, (calculada pelas equações do item 3.3) depende de cada série sintética. Obtém-se para cada série sintética um vetor de valores das receitas $[r_{(1)}, r_{(2)}, \dots, r_{(N)}]^T$ que permite calcular estatísticas tais como média, desvio padrão, assimetria, intervalos de confiança e a sua variação ao longo do tempo e entre as séries sintéticas.

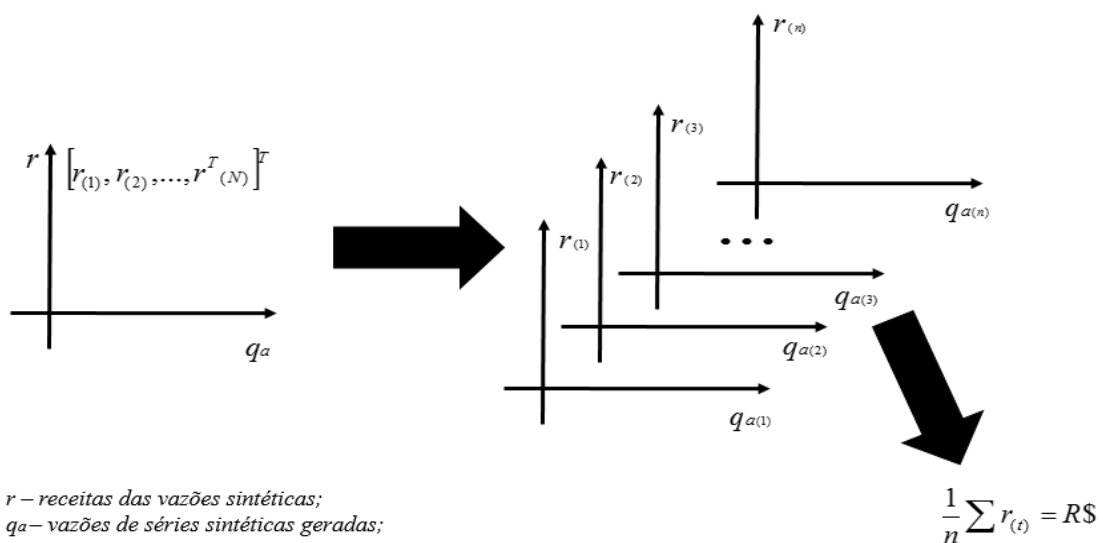


FIGURA 21 – Função das gerações de séries sintéticas se convertendo em receita
FONTE: O AUTOR (2015)

Tendo o investimento inicial e um resumo dos impostos com base numa empresa de lucro presumido, como mostrado na Tabela 10, é possível formular o fluxo de caixa e *payback* para cada uma das quatro simulações.

Tabela 10 – Resumo dos impostos com base numa empresa de lucro presumido

Impostos	Percentual	Base do cálculo
Imposto de renda	15,00%	8% da Receita bruta
Contribuição social	9,00%	12% da Receita bruta
PIS	0,65%	Receita bruta
Confins	3,00%	Receita bruta
Tarifas de venda	3,00%	Receita bruta
ANEEL/CCEE/TUSD	2,50%	Receita bruta

FONTE: O AUTOR (2015)

3 DESCRIÇÃO DA ÁREA DE ESTUDO E DADOS UTILIZADOS

Neste capítulo são descritas as características das PCH's e da usina de biomassa analisadas no estudo.

3.1 PCH SÃO JORGE

A PCH São Jorge está situada no rio das Antas, bacia 07, sub-bacia 74, segundo a classificação da ANA, afluente do rio Uruguai pela margem direita, estado de Santa Catarina, na latitude 26° 42' 39" e longitude 53° 23' 30", localizada entre os municípios de Barra Bonita (margem direita) e Romelândia (margem esquerda). Ver Figura 22.

O rio das Antas segue o sentido norte-sul, com uma extensão de aproximadamente 212 km e passa pelos seguintes municípios: Barra Bonita, Romelândia, São Miguel do Oeste, Flor do Sertão, Descanso, Iraceminha, Iporã do Oeste, Mondaí e Riqueza.

O aproveitamento hidrelétrico a fio d'água desta PCH é formado por um conjunto de estruturas: barragem de concreto, tomada d'água, túnel de adução escavado em rocha, chaminé de equilíbrio, conduto forçado, casa de força, canal de fuga e subestação.

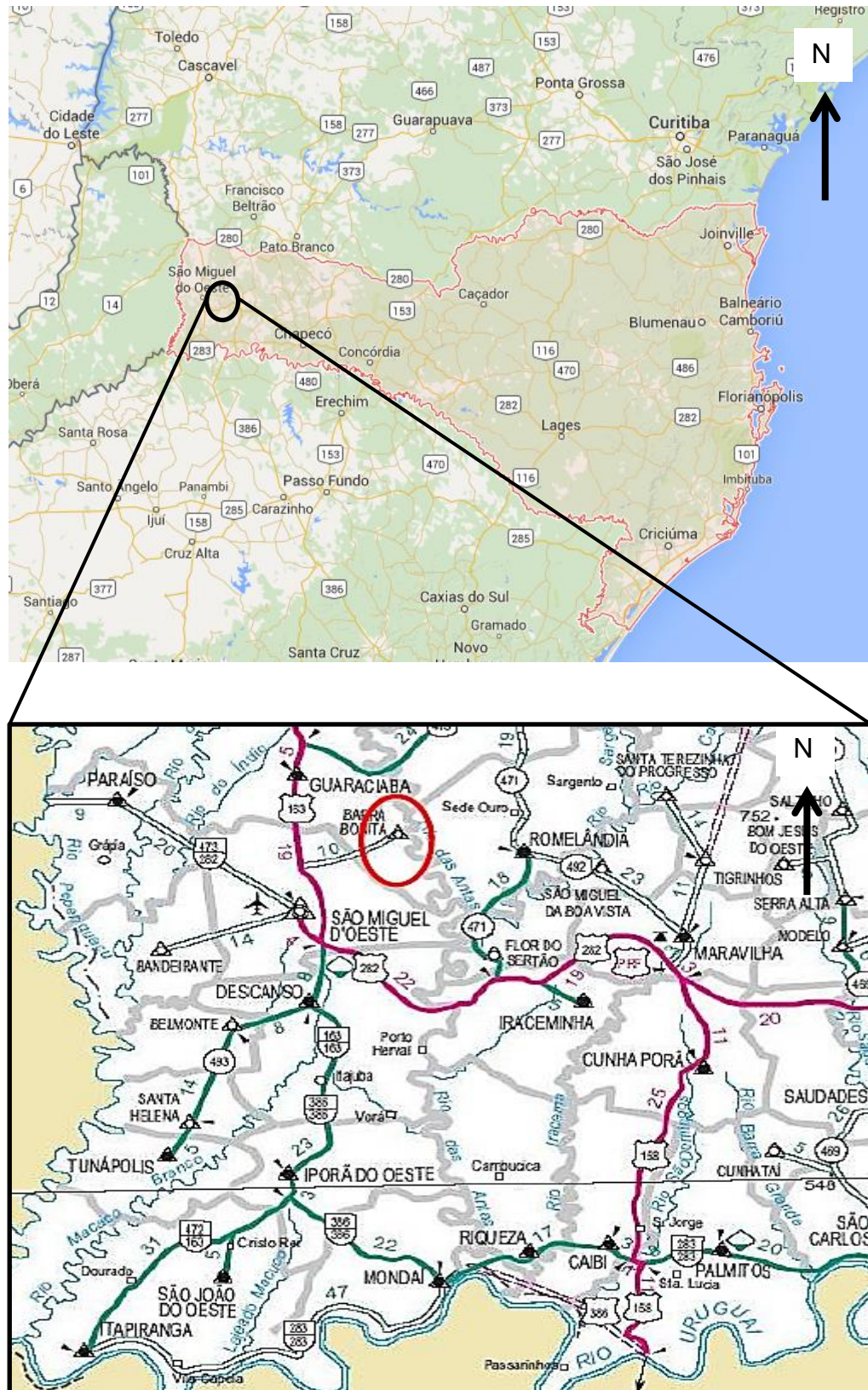


FIGURA 22 – PCH São Jorge - localização
FONTE: RISCHIBIETER (2009)

Na Figura 23 é possível visualizar o arranjo físico.

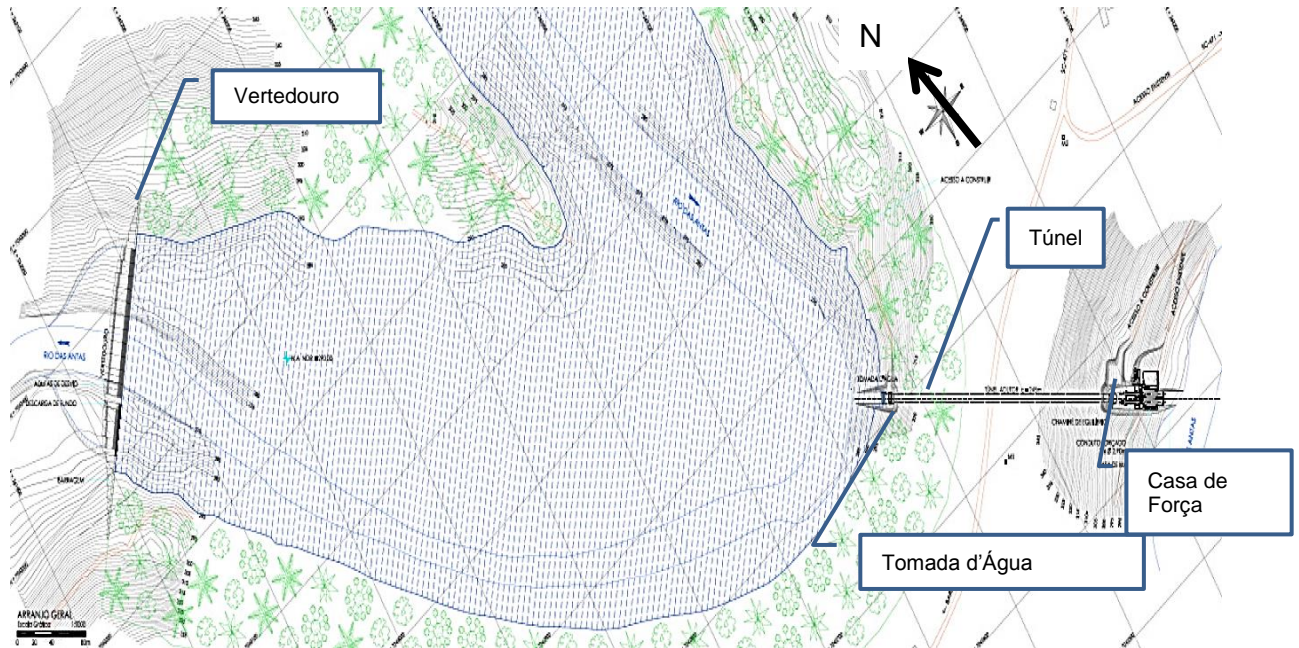


FIGURA 23 – Projeto básico PCH São Jorge
FONTE: RISCHIBIETER (2009)

Na Figura 24 é apresentado circuito de geração, composto por: tomada d'água e túnel adutor. Na Figura 25 é mostrado a continuação do sistema adutor.

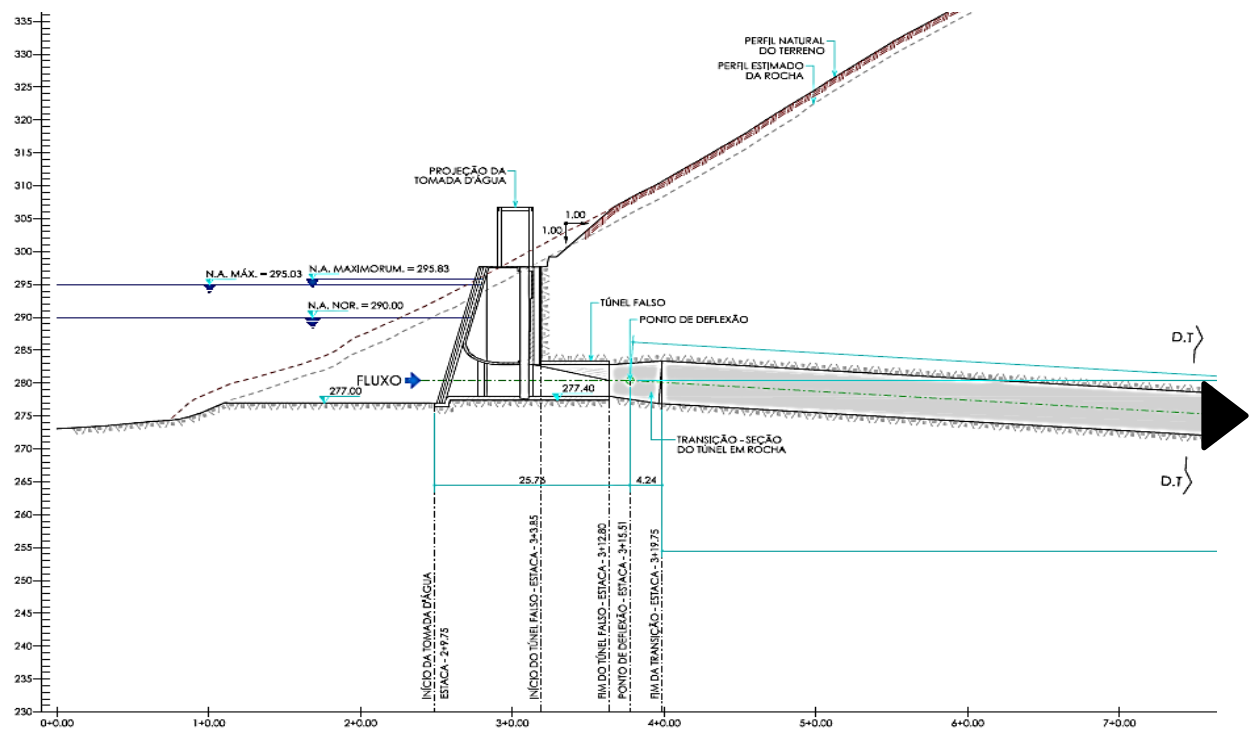


FIGURA 24 – Projeto básico PCH São Jorge – circuito de geração (tomada d'água e túnel adutor)
FONTE: RISCHIBIETER (2009)

Na Figura 27 é ilustrado o arranjo físico da Casa de Força, composta por duas unidades geradoras.

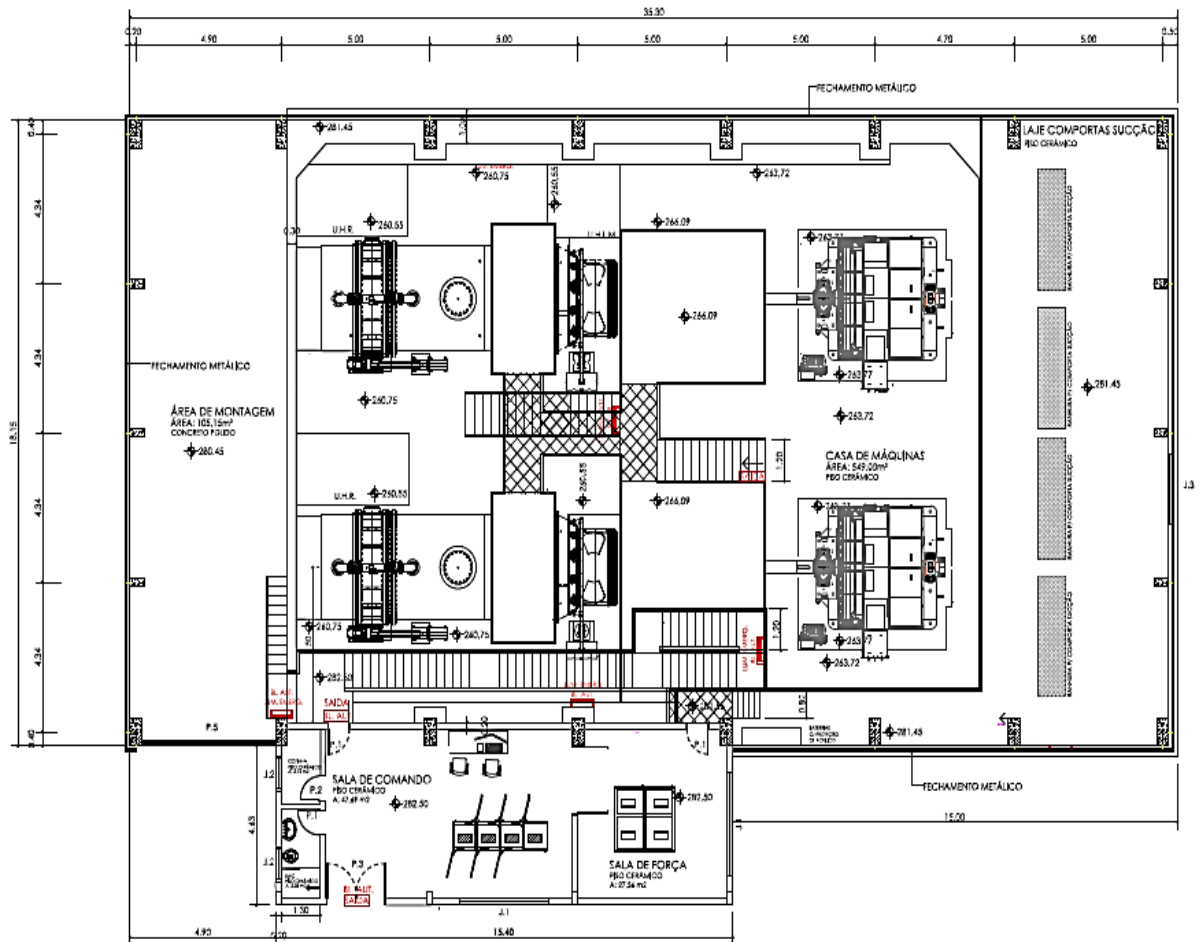


FIGURA 27 – Projeto básico PCH São Jorge – arranjo físico da Casa de Força
FONTE: RISCHIBIETER (2009)

Os dados da Tabela 11 explicitam as principais características da PCH em estudo.

Tabela 11 – Características da PCH São Jorge

Descrição	Valor
Potência instalada	8,50 MW
Garantia física	4,96 MW _{méd}
Fator de capacidade ¹²	0,58
Nível de água normal de montante	289,20 m
Nível de água normal de jusante	267,00 m
Volume do reservatório	7.50.10 ⁶ m ³
Queda bruta	22,20 m
Vazão turbinada pelas 2 unidades	45,15 m ³ /s
Vazão Unitária Nominal	22,60 m ³ /s
Vazão firme (Q _{95%})	5,87 m ³ /s
Número de Geradores Síncronos	2
Número de Turbinas Kaplan S	2
Rendimento do conjunto (turbina+gerador)	0,865

FONTE: RISCHIBIETER (2009)

RISCHIBIETER (2009) realizou os estudos hidrológicos para a PCH São Jorge, a partir das estações fluviométricas apresentadas na Tabela 12. Os dados de vazões médias diárias e mensais das estações fluviométricas da ANA, foram obtidos do banco de dados (*Hidroweb*) daquela agência. O posto base adotado foi Linha Polaca (cód. 74310000).

Tabela 12 – Estações fluviométricas utilizadas – PCH São Jorge

Código	Nome do posto	Rio	Entidade	Área de drenagem (km ²)	Período observado
74310000	Linha Polaca	Antas	ANA	907,00	1976 a 1985
74320000	Ponte do Sargento	Sargento	ANA	608,00	1965 a 1999
73600000	Abelardo Luz	Chapecó	ANA	1850,00	1953 a 1999

FONTE: RISCHIBIETER (2009)

¹² Fator de capacidade de uma usina hidrelétrica é a relação entre energia garantida da usina e sua capacidade instalada.

Como o registro histórico da Linha Polaca é de 1976 a 1985, RISCHIBIETER (2009), complementou a série com dois outros postos: Ponte Sargento (cód. 74320000) e Abelardo Luz (73600000), realizando entre eles um estudo de correlação, que pode ser visualizado pelas Figuras (24), (25) e (26).

Os postos complementares foram escolhidos pelos seguintes fatores:

- Área de drenagem semelhante com a relação estabelecida pela ELETROBRAS (2000)
- Bacias hidrográficas são localizadas em regiões geologicamente semelhantes
- As microrregiões das bacias, onde se localizam os postos, os aspectos climatológicos são semelhantes
- Apresentam um bom índice de correlação, como comprovado nas figuras (28), (29) e (30).

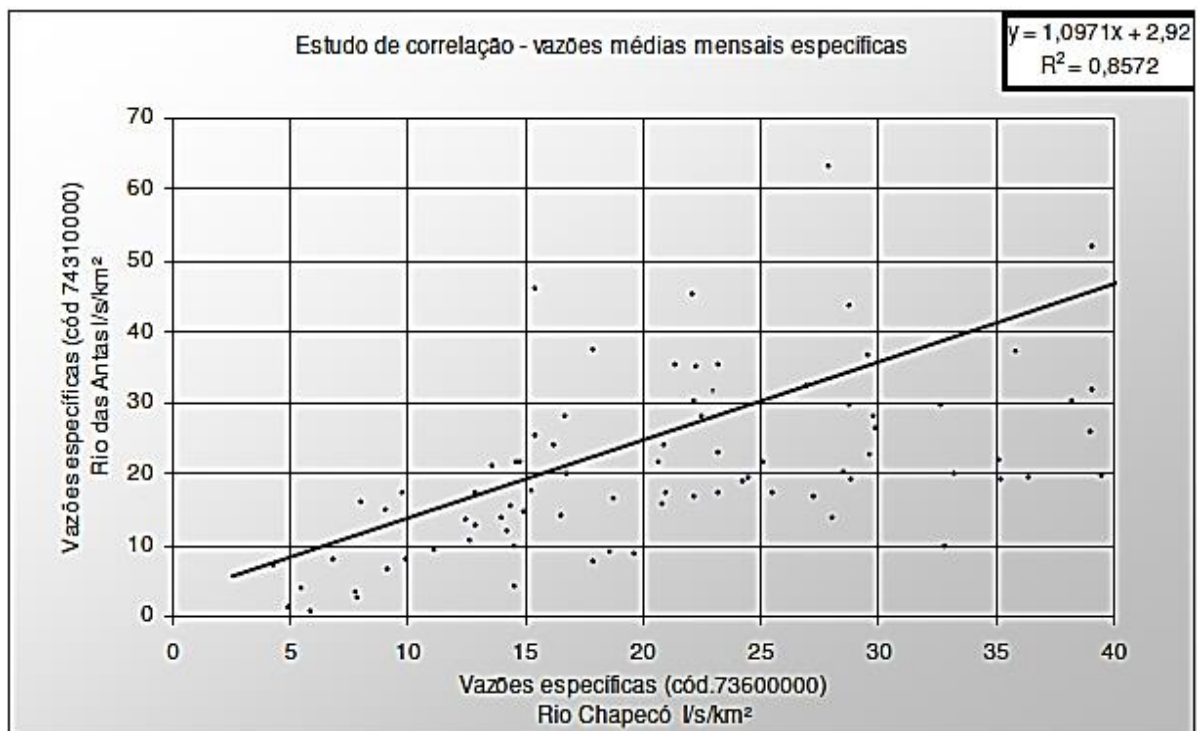


FIGURA 28 – Correlação Linha Polaca (74310000) x Abelardo Luz (73600000)
FONTE: RISCHIBIETER (2009)

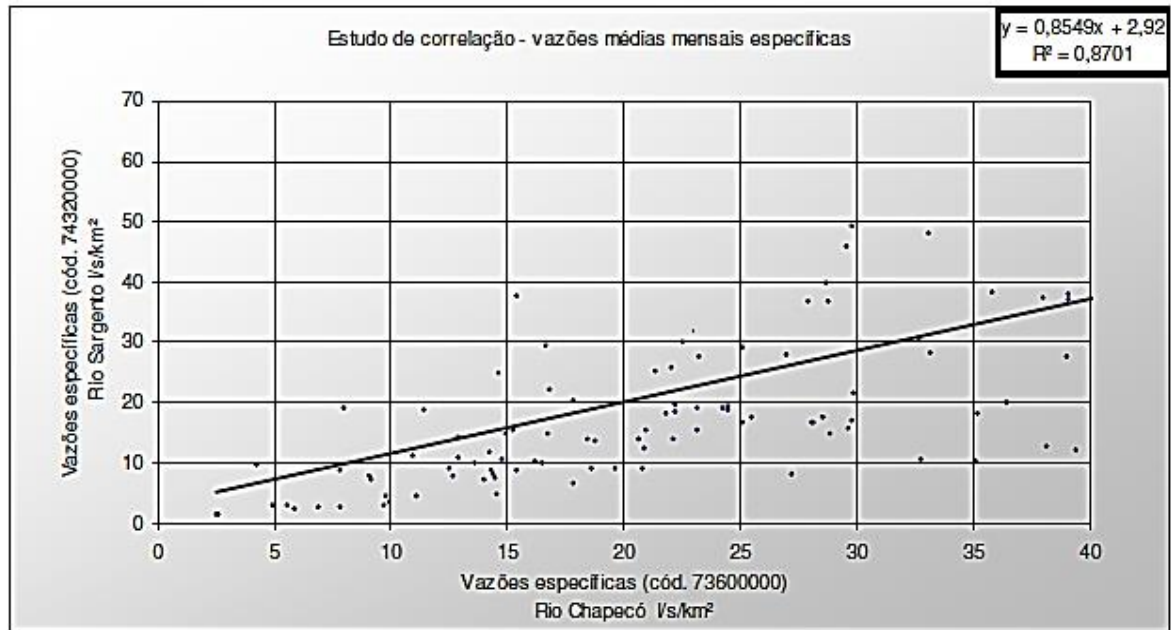


FIGURA 29 – Correlação Ponte do Sargento (74320000) x Abelardo Luz (73600000)
FONTE: RISCHIBIETER (2009)

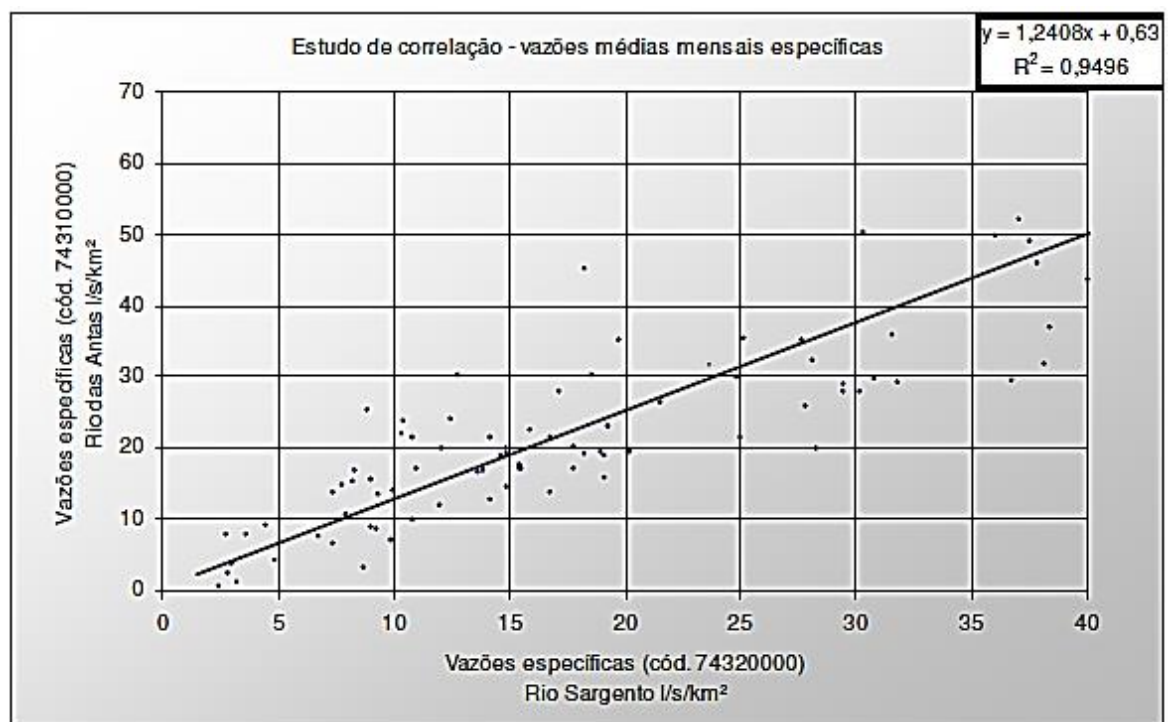


FIGURA 30 – Correlação Linha Polaca (74310000) x Ponte do Sargento (74320000)
FONTE: RISCHIBIETER (2009)

Para calcular as vazões do local do aproveitamento hidrelétrico, RISCHIBIETER (2009), utilizou a relação de área de drenagem entre as bacias hidrográficas.

$$Q_u = \frac{Q_p}{A_p} A_u \quad (52)$$

Em que:

Q_u - vazão no local da PCH (m³/s)

Q_p - vazão no local do posto (m³/s)

A_u - área de drenagem da PCH (km²)

A_p - área de drenagem do posto (km²).

A série das vazões históricas (1953-2005) é mostrada no Anexo 1.

Esta PCH sofreu repotenciação para 9,50 MW, com energia média de 5,19 MWh.

3.1.1 Custos estimados da PCH São Jorge

Na Tabela 13 são apresentados os custos estimados atualizados da PCH São Jorge com potência de 8,50 MW e de 9,50 MW.

Tabela 13 – Custos estimados da PCH São Jorge

Descrição	8,50 MW (R\$)	9,50 MW (R\$)
Terrenos e outras ações sócio-ambientais	6.358.600,50	6.358.600,50
Estruturas e outras benfeitorias	4.931.253,03	5.068.846,89
Barragens e adutoras	23.919.746,55	24.651.937,68
Turbinas e geradores	12.789.629,00	13.474.903,03
Equipamento elétrico diversos	5.701.070,00	5.756.399,06
Diversos equipamentos da usina	575.025,00	615.276,75
Estradas de rodagem	153.750,00	153.750,00
Custos indiretos	5.387.667,34	5.387.667,34
Juros durante a construção	2.977.629,99	3.099.174,94
TOTAL	62.794.371,41	64.412.806,19

FONTE: O AUTOR (2015)

3.2 PCH PITO

Este aproveitamento está situado no Rio Lajeado Passo Grande, aproximadamente a 2,40 km de sua foz, no município de Campos Novos, 25 km a noroeste da sede municipal, com as coordenadas 27° 34' 58" S e 51° 21' 17" W, ver Figura 31.

O aproveitamento hidrelétrico a fio d'água desta PCH é formado por um conjunto de estruturas: barragem de enrocamento com núcleo de argila, tomada d'água, vertedouro, canal de adução, câmara de carga, conduto forçado, casa de força, canal de fuga e subestação.

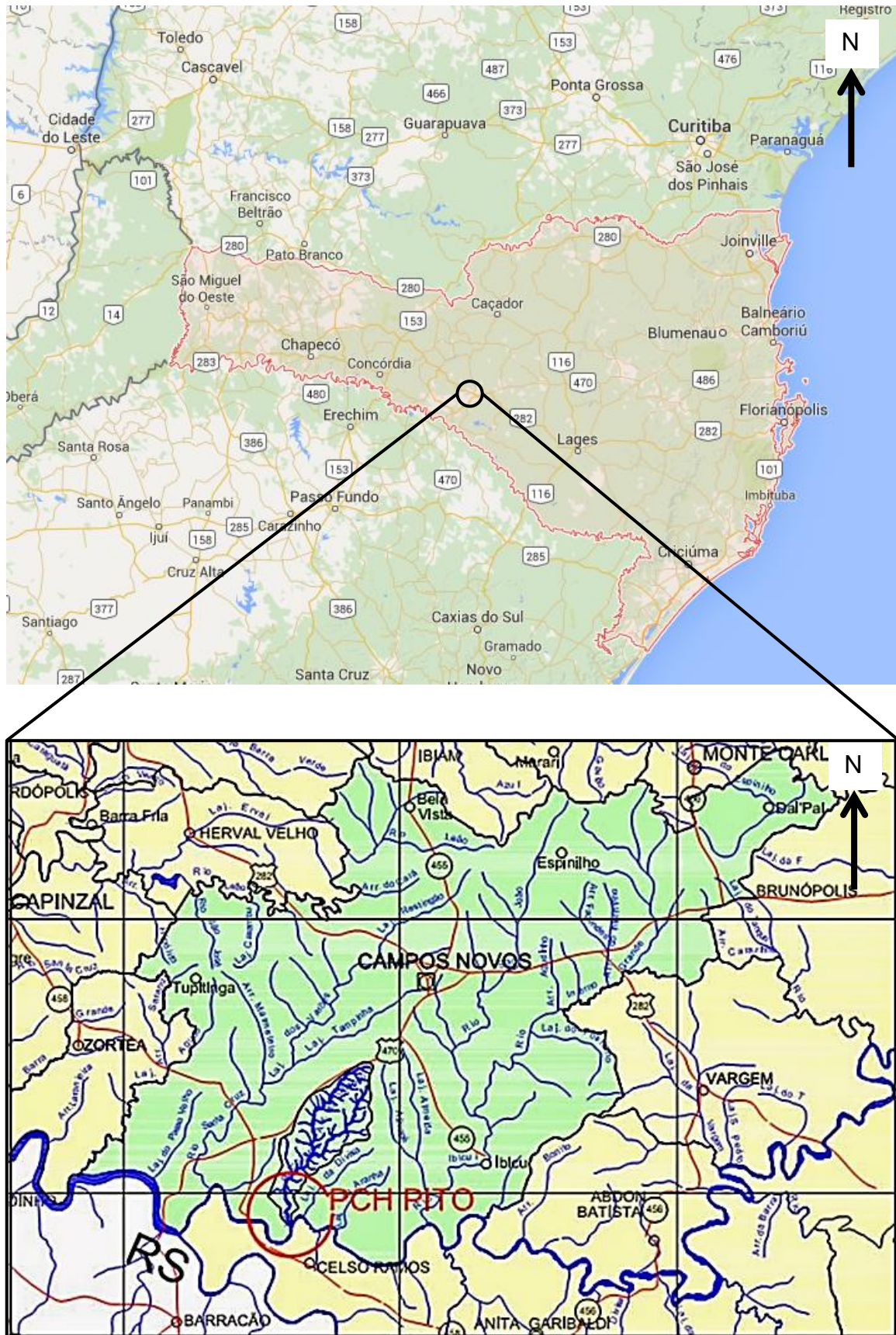


FIGURA 31 – Localização da PCH Pito
FONTE: ESTELAR (2012)

Na Figura 32 é possível visualizar o arranjo físico.

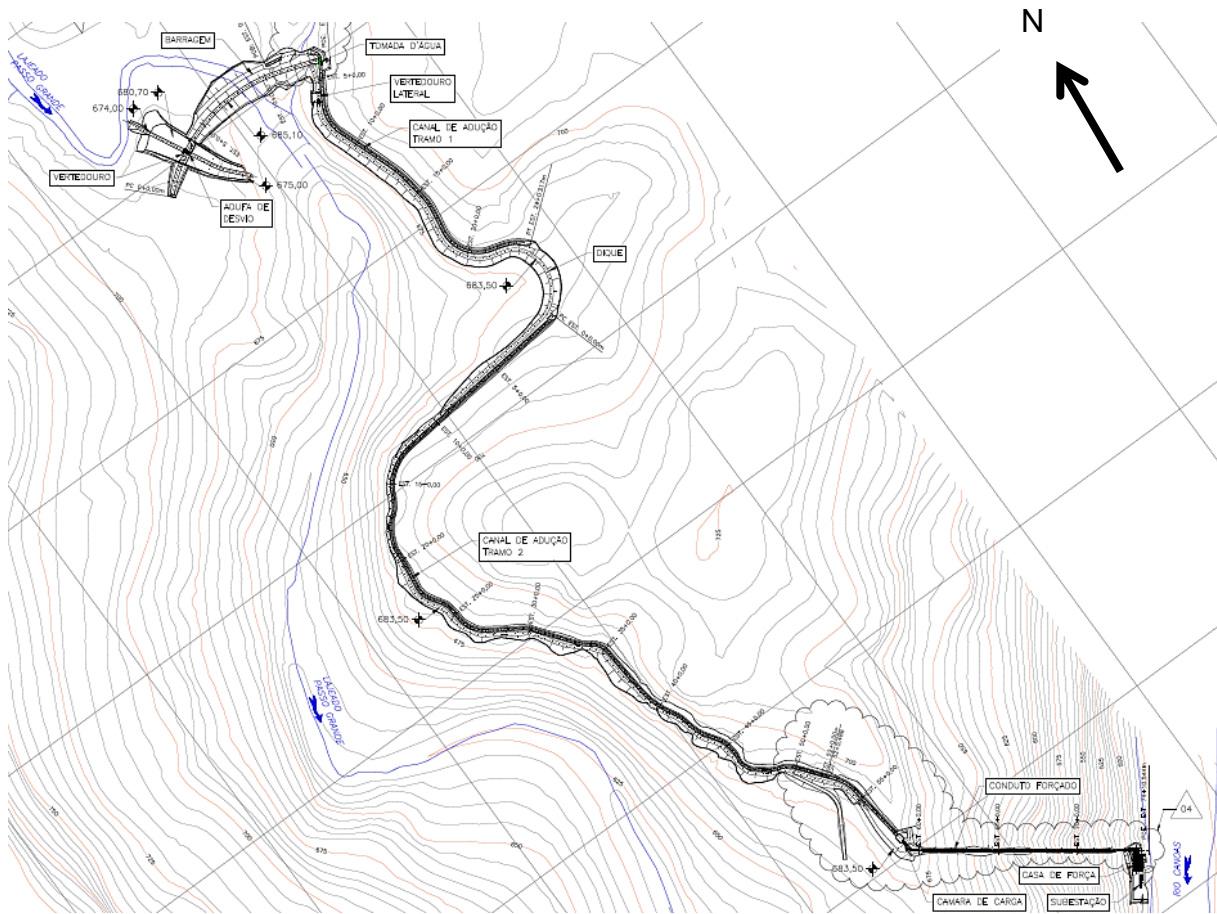


FIGURA 32 – Projeto básico PCH Pito
FONTE: ESTELAR (2012)

Na Figura 33 é apresentada a barragem, vertedouro e tomada d'água.

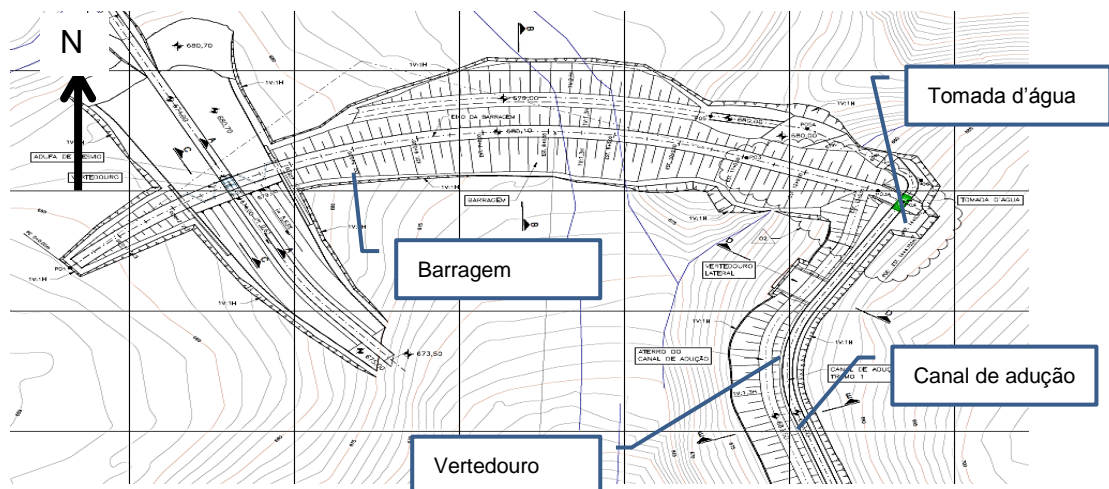


FIGURA 33 – Projeto básico PCH Pito
FONTE: ESTELAR (2012)

Já na Figura 34 é possível visualizar o conduto forçado e a casa de força.

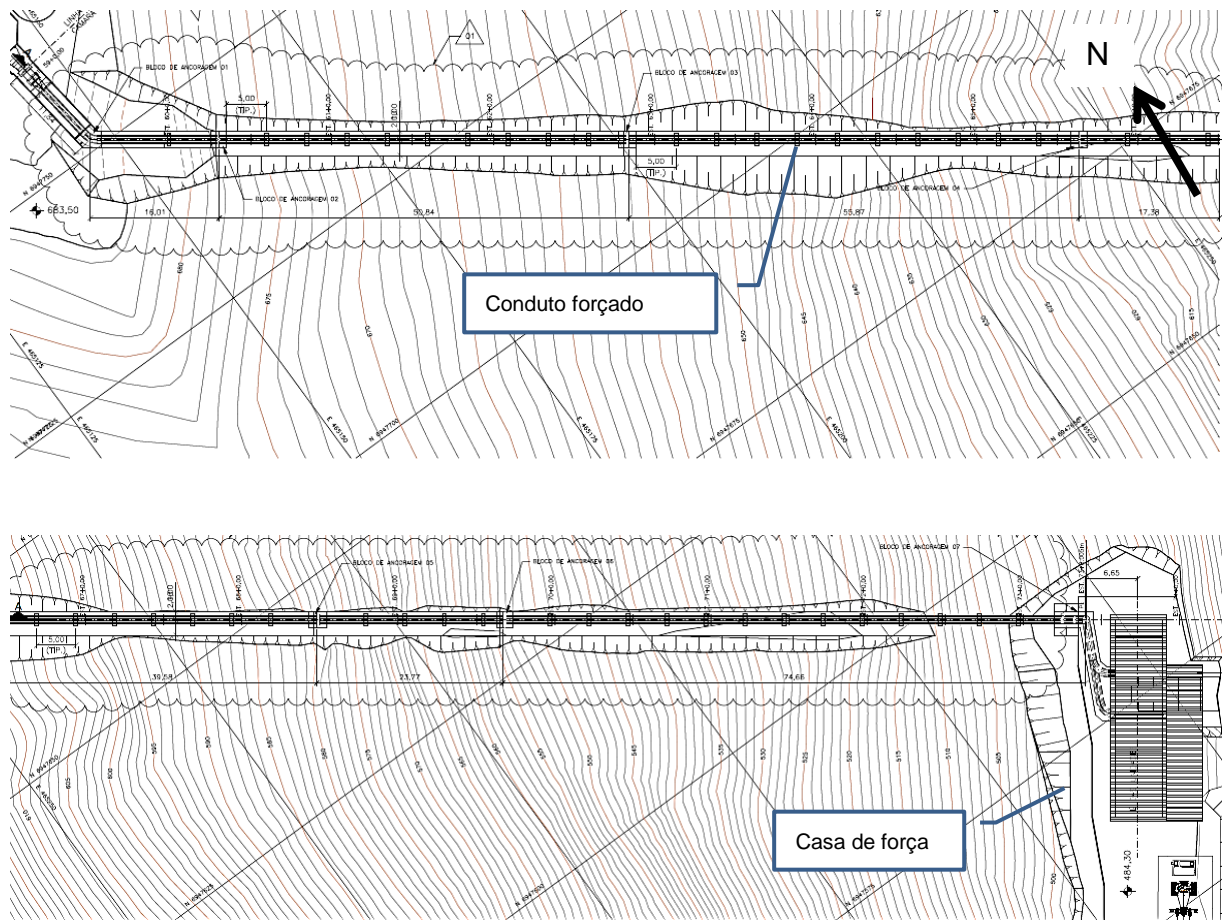


FIGURA 34 – Projeto básico PCH Pito – tomada d’água e casa de força
FONTE: ESTELAR (2012)

Nas Figuras 35 e 36 são mostrados um corte e a planta baixa da casa de força.

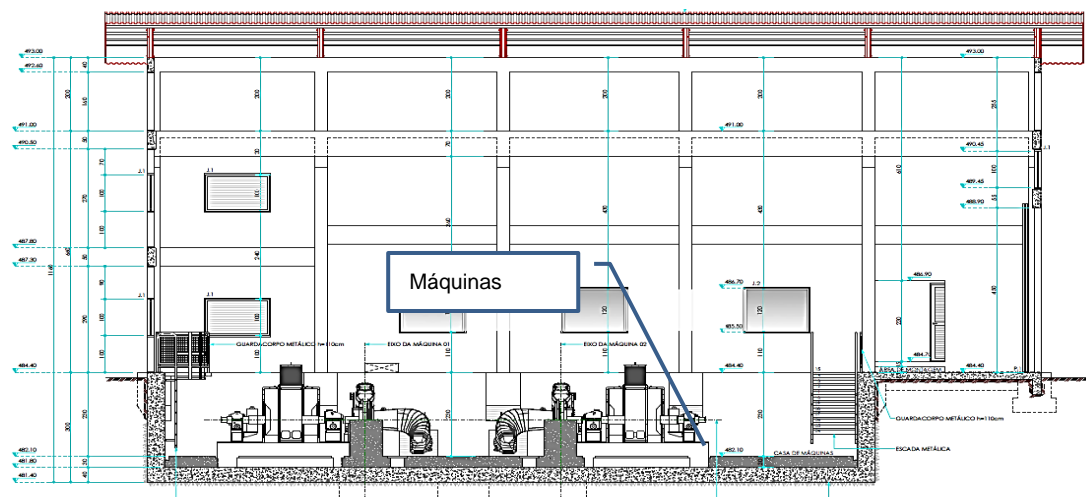


FIGURA 35 – Projeto básico PCH Pito – corte na Casa de Força
FONTE: ESTELAR (2012)

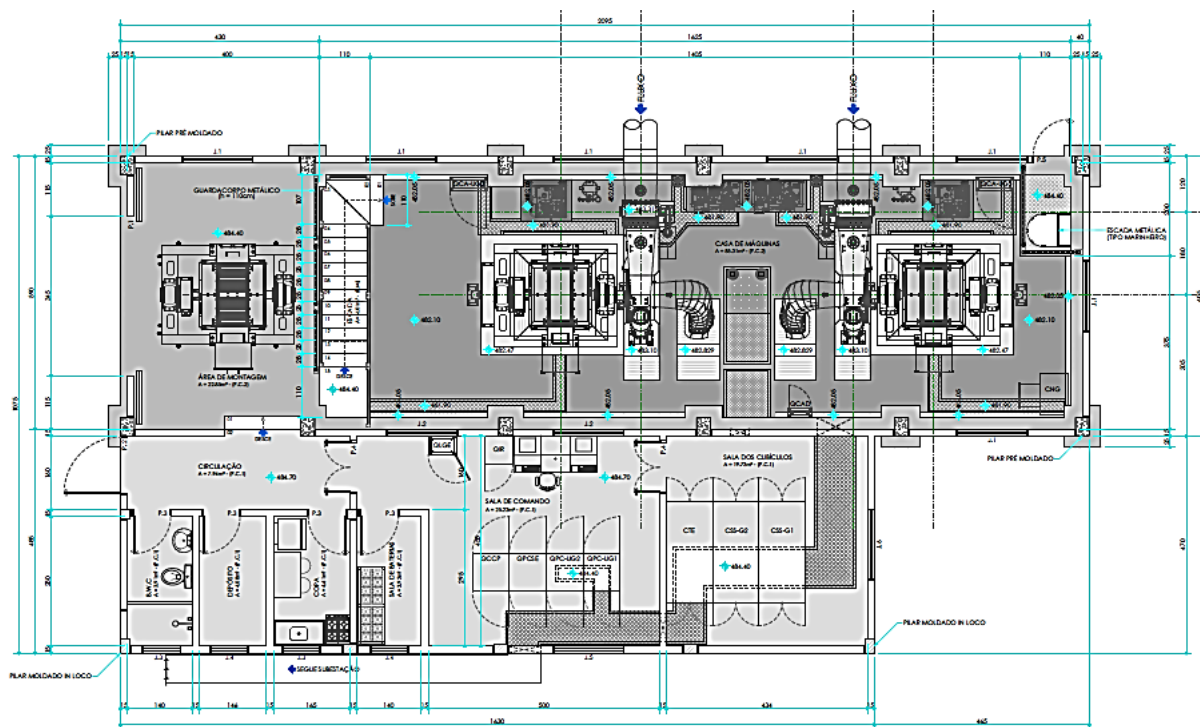


FIGURA 36 – Projeto básico PCH Pito – planta baixa da Casa de Força
FONTE: ESTELAR (2012)

Na Figura 37 é apresentado um corte da casa de força, onde são vistos: o gerador e uma máquina.

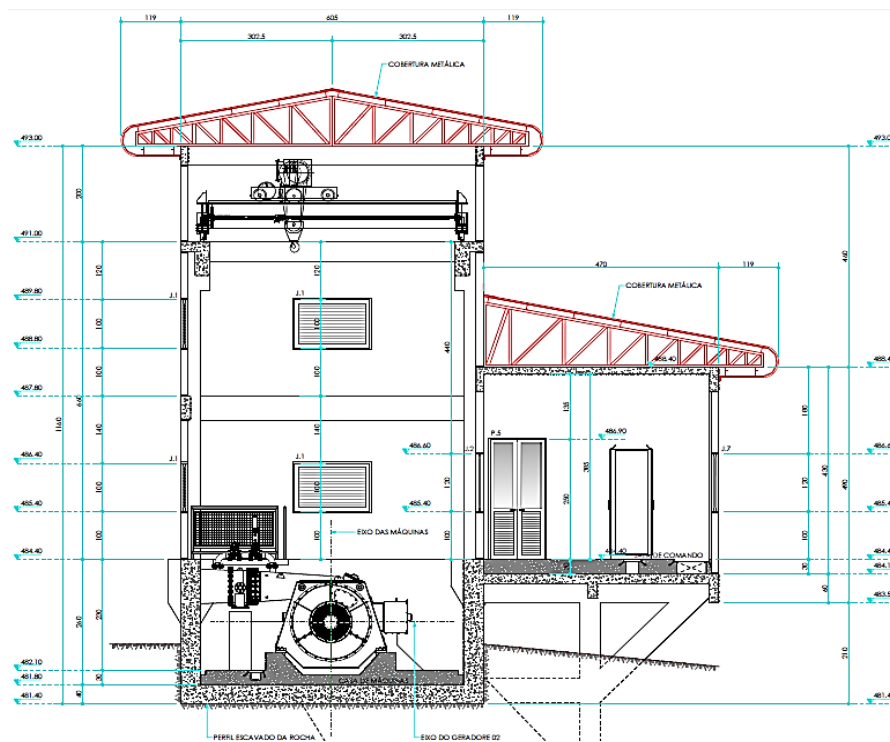


FIGURA 37 – Projeto básico PCH Pito – corte da Casa de Força (eixo do gerador 02)
FONTE: ESTELAR (2012)

As principais características desta usina hidrelétrica são mostradas na Tabela 14.

ESTELAR (2012) realizou os estudos hidrológicos para a PCH Pito, a partir das estações fluviométricas apresentadas na Tabela 15. Os dados de vazões médias diárias e mensais das estações fluviométricas da ANA, foram obtidos do banco de dados (*Hidroweb*) daquela agência.

Tabela 14 – Características PCH Pito

Descrição	Valor
Potência instalada	4,00 MW
Garantia física	2,45 MW
Fator de capacidade	0,61
Nível de água normal de montante	682,00m
Nível de água normal de jusante	484,06m
Queda bruta	197,94m
Volume do reservatório	0,3.10 ⁶ m ³
Área alagada do reservatório	8,71 ha
Vazão turbinada pelas 2 unidades	2,33 m ³ /s
Vazão média turbinada	1,60 m ³ /s
Vazão firme (Q _{95%})	0,50 m ³ /s
Número de Geradores Síncronos	2
Número de Turbinas Francis Horizontal Simples	2
Rendimento do conjunto (turbina+gerador)	0,86

FONTE: ESTELAR (2012)**Tabela 15 – Estações fluviométricas utilizadas – PCH Pito**

Código	Nome do posto	Rio	Entidade	Área de drenagem (km ²)	Período observado
71200000	Vila Canoas	Canoas	ANA	1010,00	1957 a 2010
71250000	Ponte João Paulo	João Paulo	ANA	489,00	1959 a 2010
71300000	Rio Bonito	Canoas	ANA	2000,00	1942 a 2010
71350000	Encruzilhada	Canoas	ANA	2980,00	1951 a 1984
71350001	Encruzilhada II	Canoas	ANA	3230,00	1984 a 2010
71383000	Ponte Alta do Sul	Canoas	ANA	4610,00	1956 a 2010
71385000	Ponte do Rio Antinhas	Antinhas	ANA	30,00	1958 a 1971
71490000	Ponte Marombas	Marombas	ANA	354,00	1959 a 2004
71498000	Passo Marombas	Marombas	ANA	3680,00	1940 a 2014
71550000	Passo Caru	Canoas	ANA	10000,00	1950 a 2010

FONTE: ESTELAR (2012)

Até 2009 (ano da realização do estudo do Projeto Básico da PCH Pito) não existia estação fluviométrica no Rio Lajeado Passo Grande de modo a permitir a obtenção direta de dados de vazão para o local do aproveitamento hidrelétrico. Desta forma, ESTELAR (2012), determinou por meio de um método indireto, no caso, um estudo de regionalização de vazões médias de longo termo.

Para os estudos de regionalização a ESTELAR (2012) utilizou as estações fluviométricas da Tabela 15. Foi considerado período de 1960 a 2010, das estações existentes na bacia do Rio Canoas, onde está localizada a bacia do Lajeado Passo Grande. Foram efetuados estudos de correlação (observados na Tabela 16) entre as diversas estações fluviométricas utilizadas com a finalidade de preenchimento das falhas de observação.

Tabela 16 – Estudos de correlação

Equações	R ²
$Q_{pas} = 1,3045Q_{en}$	0,98
$Q_{pas} = 0,4407Q_{pc}$	0,96
$Q_{rb} = 0,5827Q_{en}$	0,95
$Q_{rb} = 1,7442Q_{vc}$	0,97
$Q_{pm} = 0,7771Q_{pc}$	0,95
$Q_{ptm} = 0,1189Q_{pm}$	0,89
$Q_{pjp} = 0,4103Q_{vc}$	0,92
$Q_{pc} = 2,2037Q_{pas}$	0,96
$Q_{pc} = 1,1428Q_{ps}$	0,80

FONTE: ESTELAR (2012)

Sendo:

Q_{pas} - vazão média mensal em Ponte Alta do Sul

Q_{en} - vazão média mensal em Encruzilhada II

Q_{pc} - vazão média mensal em Passo Caru

Q_{rb} - vazão média mensal em Rio Bonito

Q_{vc} - vazão média mensal em Vila Canoas

Q_{pm} - vazão média mensal em Passo Marombas

Q_{ptm} - vazão média mensal em Ponte Marombas

Q_{pip} - vazão média mensal em Ponte João Paulo

Q_{ps} - vazão média mensal em Passo do Socorro.

Uma vez realizados os estudos de correlações e preenchimento de falhas, ESTELAR (2012) obteve as vazões históricas (1960-2010) do local do potencial hidrelétrico, apresentadas no Anexo-2.

3.2.1 Custos estimados da PCH Pito

Na Tabela 17 são apresentados os custos estimados atualizados da PCH Pito com potência de 4,00 MW.

Tabela 17 – Custos estimados da PCH Pito

Descrição	4,00 MW (R\$)
Terrenos e outras ações sócio-ambientais	903.630,00
Estruturas e outras benfeitorias	1.281.236,34
Barragens e adutoras	8.220.167,91
Turbinas e geradores	3.652.000,00
Equipamento elétrico diversos	5.435.155,68
Diversos equipamentos da usina	858.432,00
Estradas de rodagem	473.949,00
Custos indiretos	3.235.500,00
Juros durante a construção	1.128.372,87
TOTAL	25.188.443,80

FONTE: O AUTOR (2015)

3.3 USINA BIOMASSA

Para este estudo foi utilizada uma usina de biomassa fictícia que tem sua produção restrita aos meses de safra de cana de açúcar. A geração desta usina térmica é bastante previsível, pois não há geração de energia elétrica somente nos seguintes casos: problemas mecânicos e falta de matéria-prima devido a fatores meteorológicos (em épocas de intempéries fortes, não é possível efetuar a colheita).

A falta de cana-de-açúcar é mitigada pela possibilidade de estocagem de biomassa durante a colheita. As indisponibilidades mecânicas podem ser estimadas por meio de declarações para o regulador de taxas de parada forçadas e para manutenções coerentes com a realidade operacional da usina. Assim, desde que o tempo de parada esteja dentro dos parâmetros declarados, o gerador não é obrigado a arcar com nenhuma penalidade (FONSECA, 2010).

Na Figura 38 é mostrado um perfil de geração de energia à biomassa com potência instalada de 6,00 MW, localizada no município de Rondon, estado do Paraná, na região Sul do Brasil. Assim como proposto por FONSECA (2010), a usina gera energia de maio a novembro (durante a safra de cana-de-açúcar) continuamente a 95% de seu potencial máximo (ou seja, ela desconta 5% para eventuais paradas de manutenção). A geração média anual da usina de biomassa é dada como $(6,00 \times 0,95 \times 7/12)$, que é 3,32 MWmédio, o que equivale a 55,40% da potência instalada.

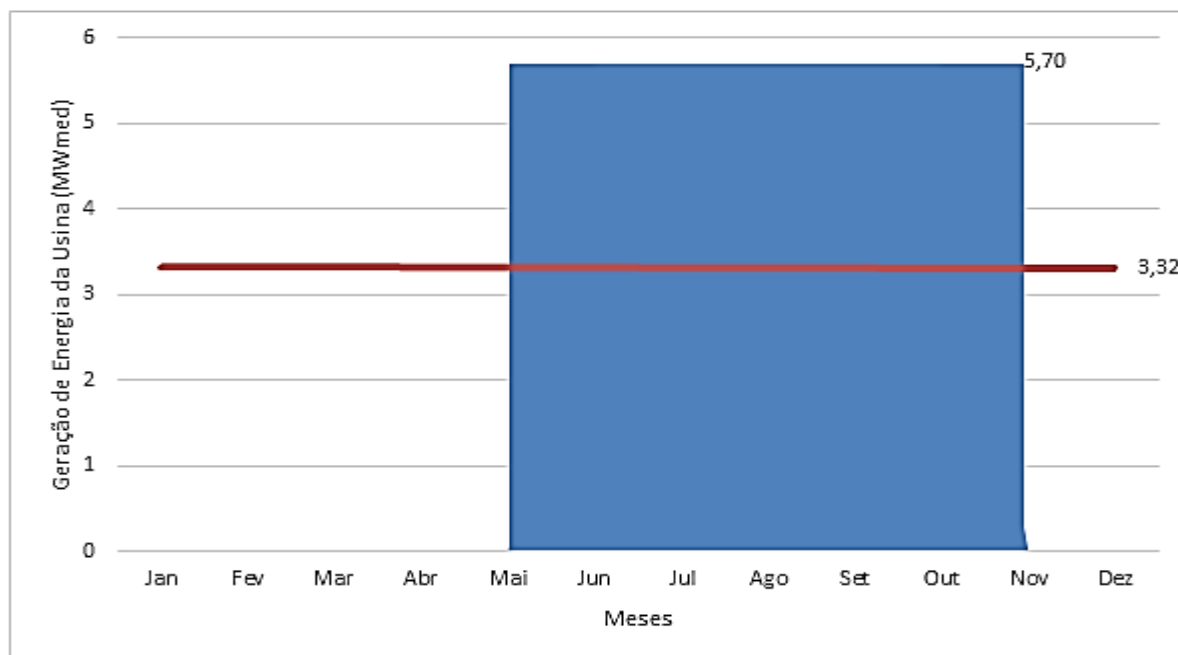


FIGURA 38 – Geração de energia de uma usina de biomassa típica com 6,00MW
FONTE: O AUTOR (2015)

Na Figura 39 é mostrado um desenho esquemático da usina a biomassa. O caminhão descarrega a cana no tombador, que leva a biomassa até as moendas (local que tritura a cana). Uma vez triturada, o material é levado para caldeira, que gera vapor para mover a turbina e no transformador é convertido a energia mecânica em elétrica.

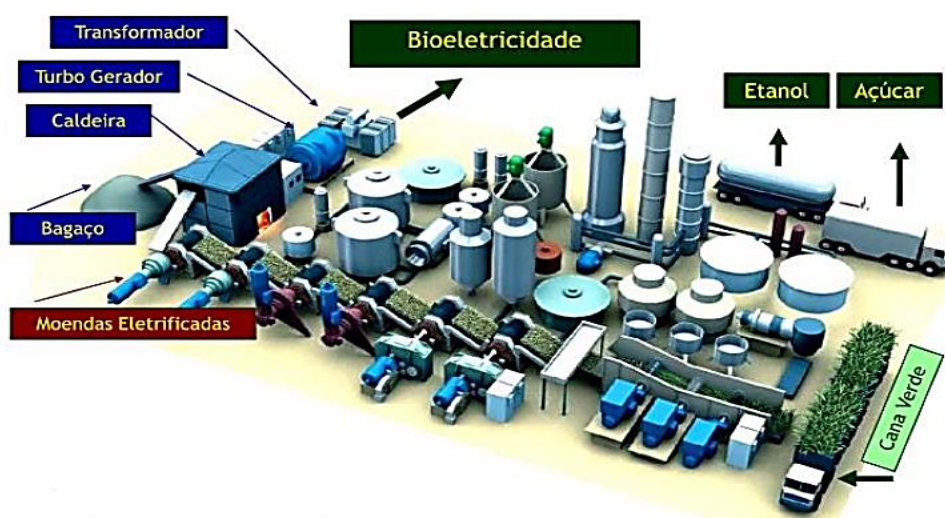


FIGURA 39 – Processo de moagem da cana-de-açúcar para geração de energia
FONTE: SANTOS (2012)

3.3.1 Custos estimados da Usina de biomassa

Na Tabela 18 são apresentados os custos estimados atualizados da Usina Biomassa com potência de 6,00 MW.

Tabela 18 – Custos estimados da Usina a Biomassa

Descrição	6,00 MW (R\$)
Projeto	940.868,56
Infraestrutura	2.822.605,67
Equipamentos	11.290.422,67
Financeiro	1.881.737,11
Ambientais	940.868,56
Transmissão	940.868,56
TOTAL	18.817.371,12

FONTE: O AUTOR (2015)

4. RESULTADOS

Neste capítulo são apresentados os resultados dos diferentes cenários de comercialização de PCH's a fio d'água (para gerações de séries sintéticas modeladas pelo AR(1), CARMA e PAR(p)) que produzem energia:

- no mercado livre de energia (contratos bilaterais com compras de déficits no mercado *spot*). Nesses contratos bilaterais, como mostrado na Equação (51), o gerador deve fornecer ao consumidor a energia garantida da usina hidrelétrica estudada a um preço de venda de energia. Neste caso foi utilizado o custo marginal de operação médio ($CMO_{médio}^{13}$) do SIN (gerada pela programação NEWAVE)
- no MRE
- no MRE com operação de uma usina a biomassa
- no mercado livre de energia com operação de uma usina a biomassa.

4.1 COMPARAÇÃO ENTRE AS SÉRIES HISTÓRICAS, AR(1), CARMA E PAR(p) (PRODUZIDA PELO GEVAZP)

Na Tabela 19 são apresentados os parâmetros estatísticos da PCH São Jorge das séries históricas e das sintéticas geradas (neste estudo foram feitas 1000 séries sintéticas). Neste estudo o GEVAZP utilizou o modelo PAR(12).

¹³ É a média para o custo marginal operacional gerado pelo programa computacional NEWAVE para 2000 séries em 60 meses.

Tabela 19 – Parâmetros estatísticos – PCH São Jorge

<i>Parâmetros estatísticos</i>	<i>Histórico</i>	<i>AR(1)</i>	<i>CARMA(1,0)</i>	<i>PAR (12) - GEVAZP</i>
Média (m³/s)	37,64	47,34	45,43	38,66
Erro padrão	3,05	3,85	3,74	1,33
Mediana (m³/s)	37,50	48,63	44,25	38,73
Desvio padrão	10,58	13,34	12,97	10,29
Variância da amostra	111,97	177,94	168,20	105,89
Excesso de curtose	1,74	0,47	0,70	0,18
Assimetria	1,12	0,74	0,95	0,72
Contagem dos meses	12	12	12	12

FONTE: O AUTOR (2015)

Na Figura 40 é possível visualizar os valores das vazões médias mensais da PCH São Jorge para os períodos históricos, AR(1), CARMA, GEVAZP (programação utilizada para gerar séries sintéticas para o programa NEWAVE).

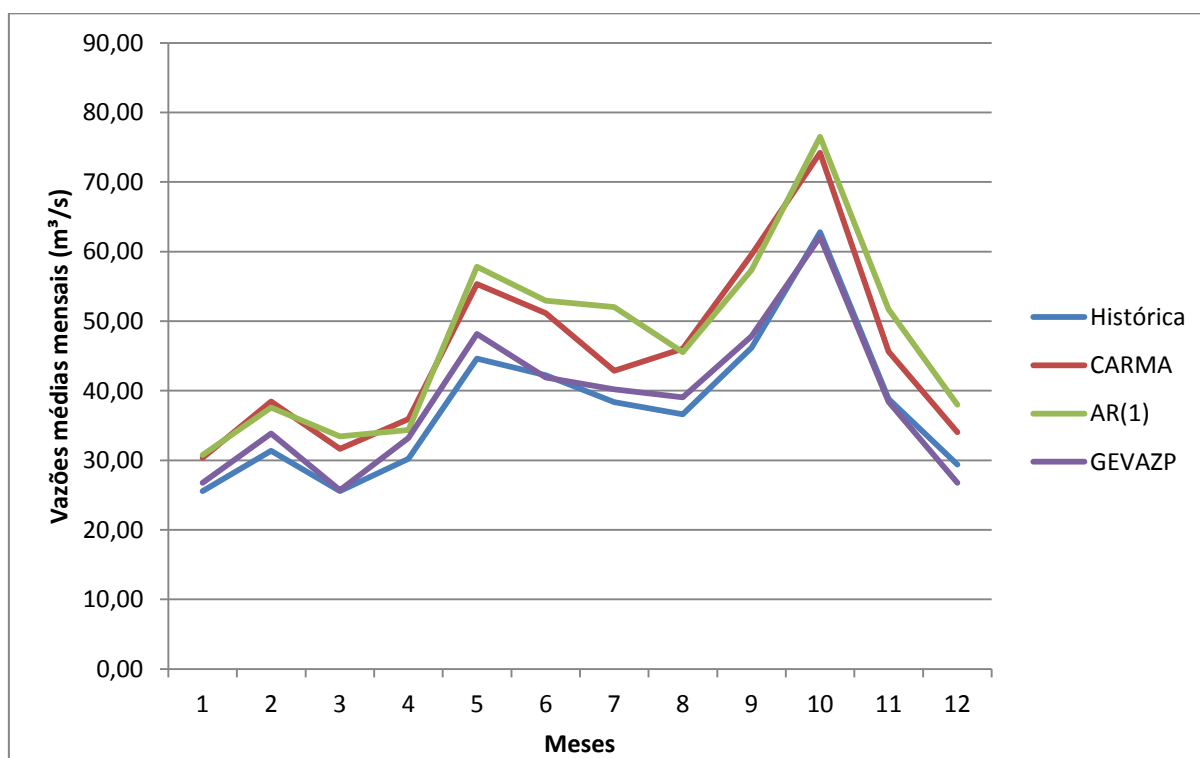


FIGURA 40 – Comparação das vazões médias mensais da PCH São Jorge (histórica, CARMA (1,0), AR(1) e GEVAZP)
FONTE: O AUTOR (2015)

Das séries sintéticas geradas na PCH São Jorge, o modelo PAR(12) foi que forneceu as vazões mais próximas da histórica, seguido do CARMA (1,0) e AR(1), respectivamente.

Na Tabela 20 são apresentados os parâmetros estatísticos da PCH Pito das séries históricas e das sintéticas geradas.

Tabela 20 – Parâmetros estatísticos – PCH Pito

<i>Parâmetros estatísticos</i>	<i>Histórico</i>	<i>AR(1)</i>	<i>CARMA(1,0)</i>	<i>PAR(12) - GEVAZP</i>
Média (m³/s)	2,01	2,12	2,01	2,06
Erro padrão	0,13	0,15	0,13	0,06
Mediana (m³/s)	1,86	2,06	1,89	1,92
Desvio padrão	0,46	0,51	0,46	0,44
Variância da amostra	0,21	0,26	0,21	0,20
Excesso de curtose	0,01	0,70	0,42	-0,27
Assimetria	0,87	0,50	0,96	0,62
Contagem dos meses	12,00	12,00	12,00	12,00

FONTE: O AUTOR (2015)

Na Figura 41 é possível visualizar os valores das vazões médias mensais da PCH Pito para os períodos históricos, AR(1), CARMA, GEVAZP (programação utilizada para gerar séries sintéticas para o programa NEWAVE).

Das séries sintéticas geradas na PCH Pito, os três modelos representam bem a série histórica.

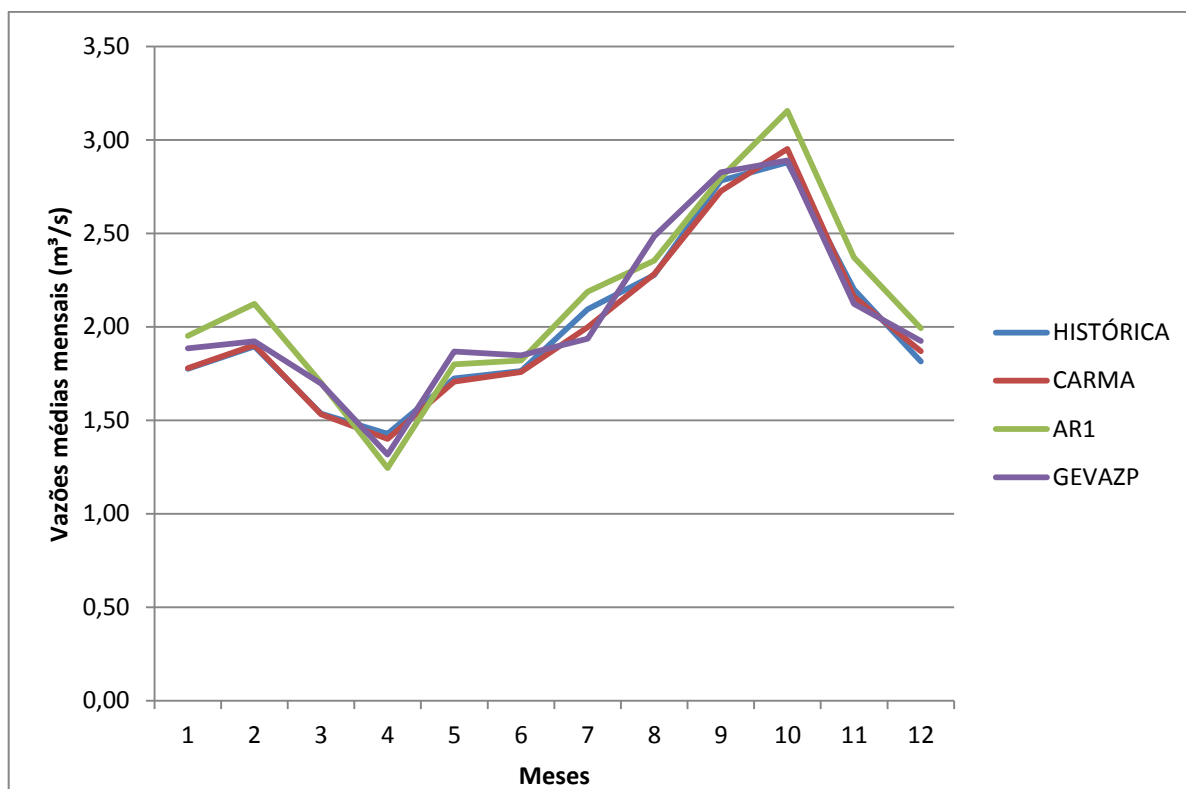


FIGURA 41 – Comparação das vazões médias mensais da PCH Pito (histórica, CARMA (1,0), AR(1) e GEVAZP)

FONTE: O AUTOR (2015)

4.2 RESUMO DOS RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES COM O MODELO AR(1)

Neste item são apresentados os resultados obtidos com as séries de vazões sintéticas geradas pelo modelo AR(1).

Na Figura 42 é apresentado um gráfico resumo de todos os resultados obtidos nas quatro simulações, dos fluxos de caixa médios mensais das 1000 séries sintéticas geradas para os 60 meses para a PCH São Jorge. Em seguida, na Figura 43 é apresentado um gráfico resumo de todos os resultados obtidos nas simulações, dos fluxos de caixa médios mensais das 1000 séries sintéticas geradas para os 60 meses para a PCH Pito.

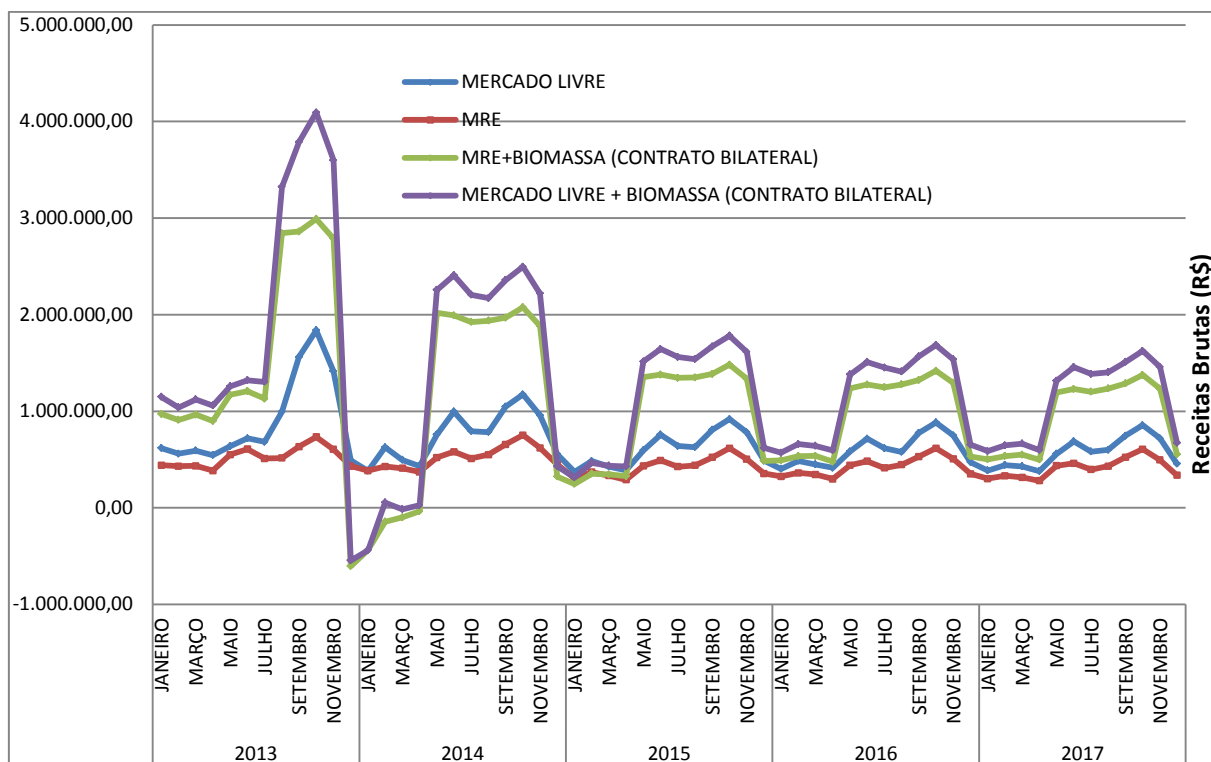


FIGURA 42 – Fluxo de receita mensal obtido nos 4 casos estudados das 1000 séries sintéticas da PCH São Jorge para o período de 2013 a 2017, para o modelo AR(1).
FONTE: O AUTOR (2015)

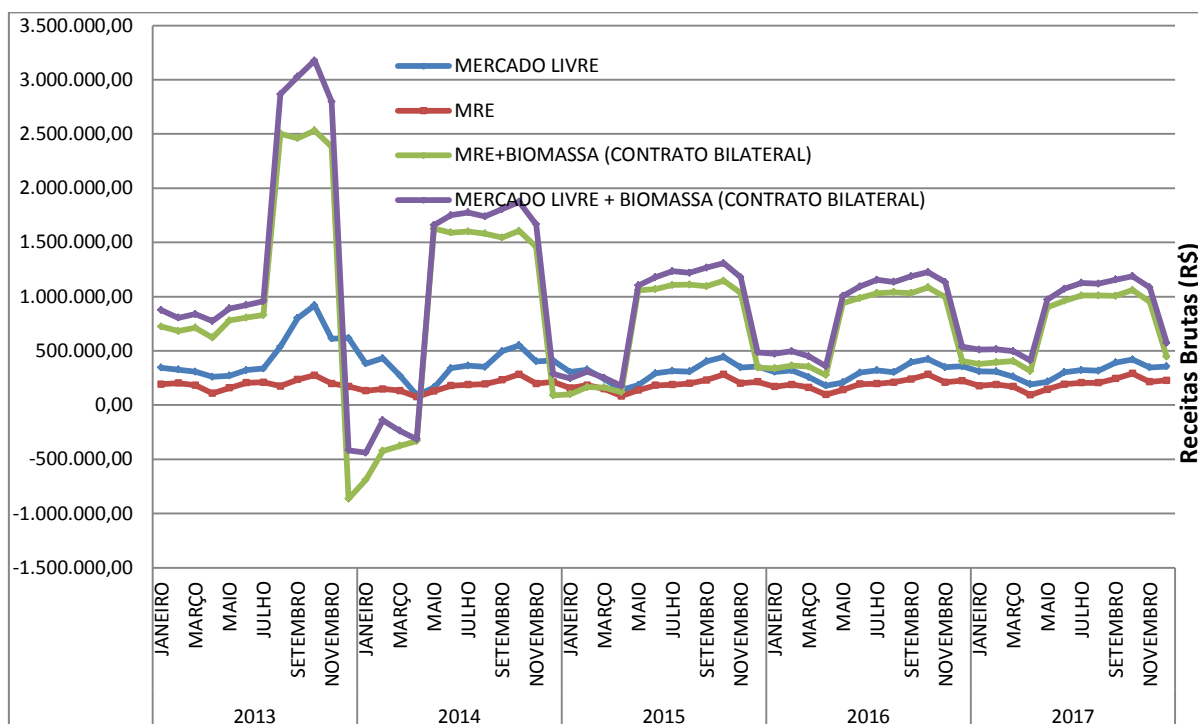


FIGURA 43 – Fluxo de receita médio mensal obtido nos 4 casos estudados das 1000 séries sintéticas da PCH Pito para o período de 2013 a 2017, para o modelo AR(1).
FONTE: O AUTOR (2015)

Para ambas as PCH's estudadas, o contrato de comercialização de energia realizado no ACL, por contrato bilateral, foi mais atrativo que o MRE. Como já era esperado, com adição de uma usina de biomassa as receitas foram consideravelmente aumentadas.

Nas hipóteses das duas PCH's que operam com uma usina de biomassa, para suprir a demanda energética do contrato da usina térmica, no período de dezembro a abril de 2013, época de entressafra (não há geração de energia), foi necessário comprar energia a um preço alto no mercado *spot*, por isso o fluxo de receitas ficou negativo. Porém, para os próximos quatro anos, o PLD fica mais barato, o que leva a um fluxo de receitas nos anos posteriores.

Na Tabela 21 é apresentado um resumo dos resultados da TIR.

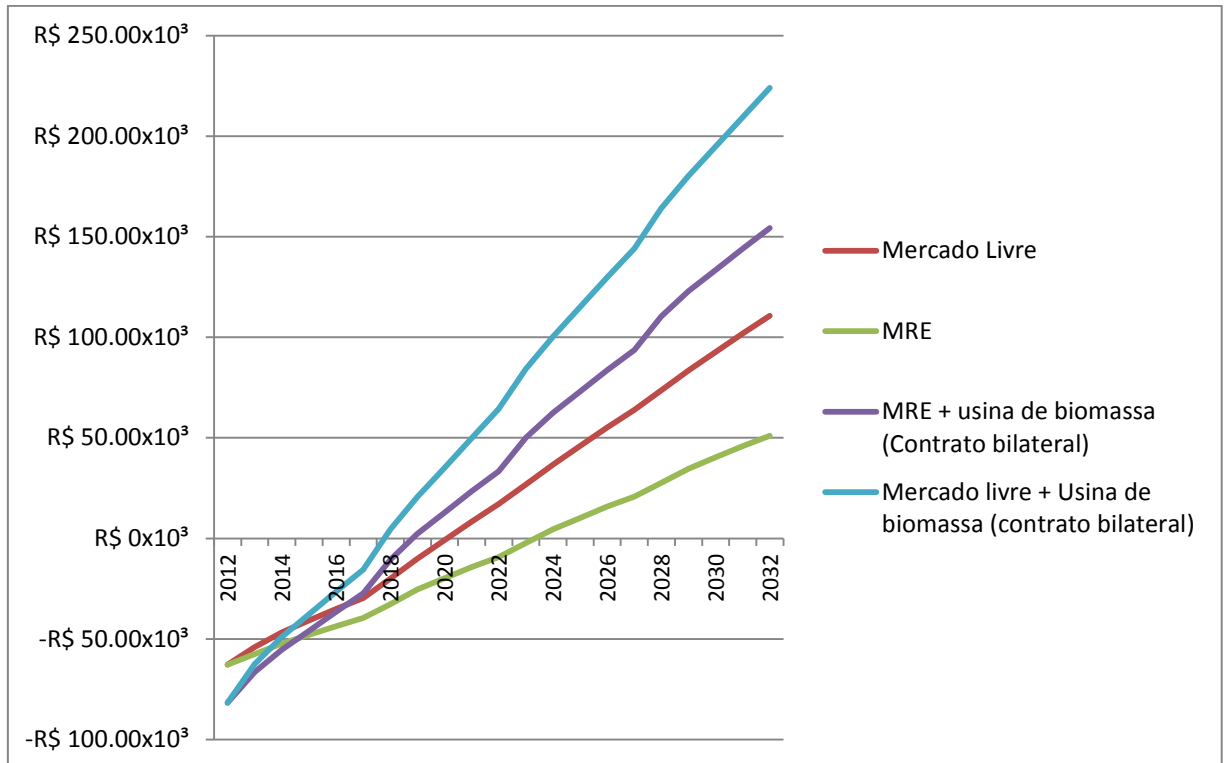
Tabela 21 – Resumo da TIR das 04 simulações do modelo AR(1)

Simulação	PCH São Jorge (TIR)	PCH Pito (TIR)
Mercado livre	11,56%	14,87%
MRE	6,23%	7,23%
MRE + biomassa (contrato bilateral)	13,34%	20,11%
Mercado livre + biomassa (contrato bilateral)	17,57%	25,16%

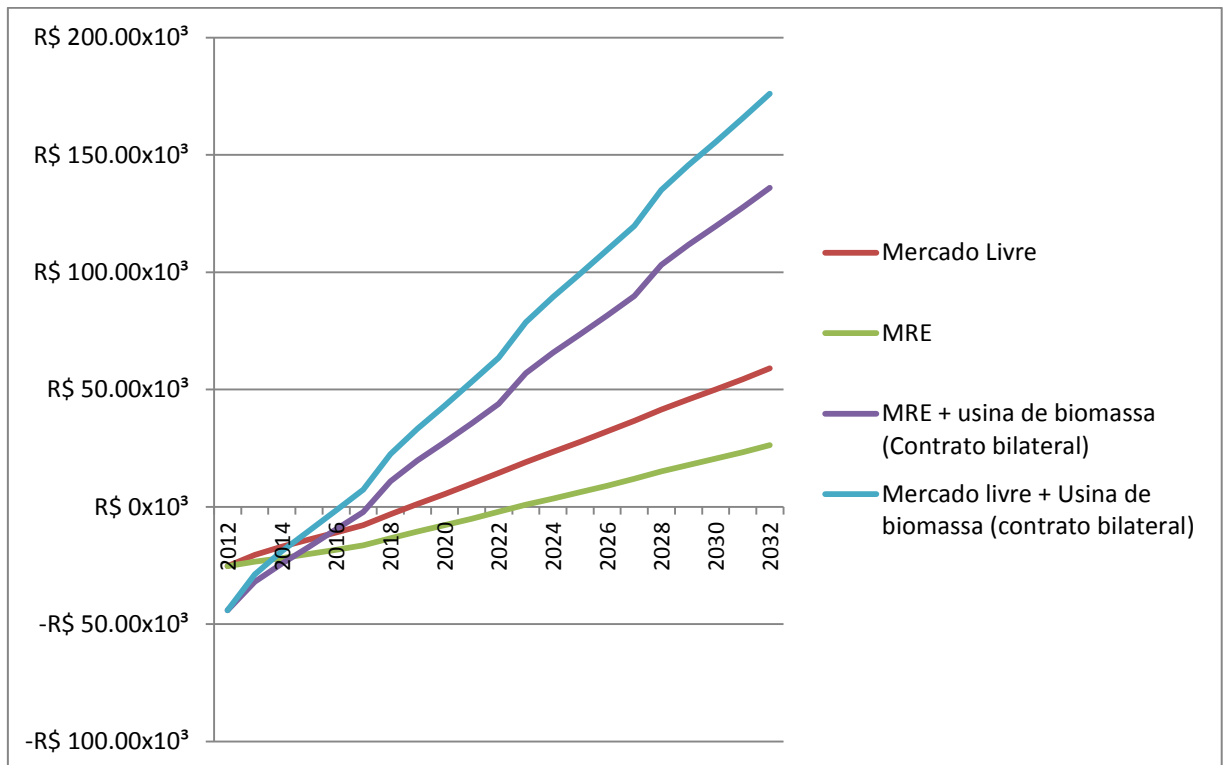
FONTE: O AUTOR (2015)

Esta Tabela mostra que o melhor retorno financeiro para o investimento inicial, são as PCH's operando no mercado livre com a usina de biomassa por contrato bilateral.

Nas Figuras 44 e 45 são apresentados os gráficos resumo do *payback* das quatro hipóteses diferentes para a PCH São Jorge e Pito, respectivamente. Como é possível observar, os melhores retornos financeiros em função dos fluxos de caixa (ver Anexo-6) ocorrem, quando as usinas operam no mercado livre.



**FIGURA 44 – Paybacks obtidos nos 4 casos estudados das 1000 séries sintéticas da PCH São Jorge para o período de 2013 a 2017, para o modelo AR(1).
FONTE: O AUTOR (2015)**



**FIGURA 45 – Paybacks obtidos nos 4 casos estudados das 1000 séries sintéticas da PCH Pito para o período de 2013 a 2017, para o modelo AR(1).
FONTE: O AUTOR (2015)**

4.3 RESUMOS DOS RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES COM O MODELO CARMA(1,0)

Na Figura 46 é apresentado um gráfico resumo de todos os resultados obtidos nas 04 simulações, dos fluxos de caixa médio mensal das 1000 séries sintéticas geradas para os 60 meses para a PCH São Jorge. Em seguida, na Figura 47 é apresentado um gráfico resumo de todos os resultados obtidos nas 04 simulações, dos fluxos de caixa médio mensal das 1000 séries sintéticas geradas para os 60 meses para a PCH Pito.

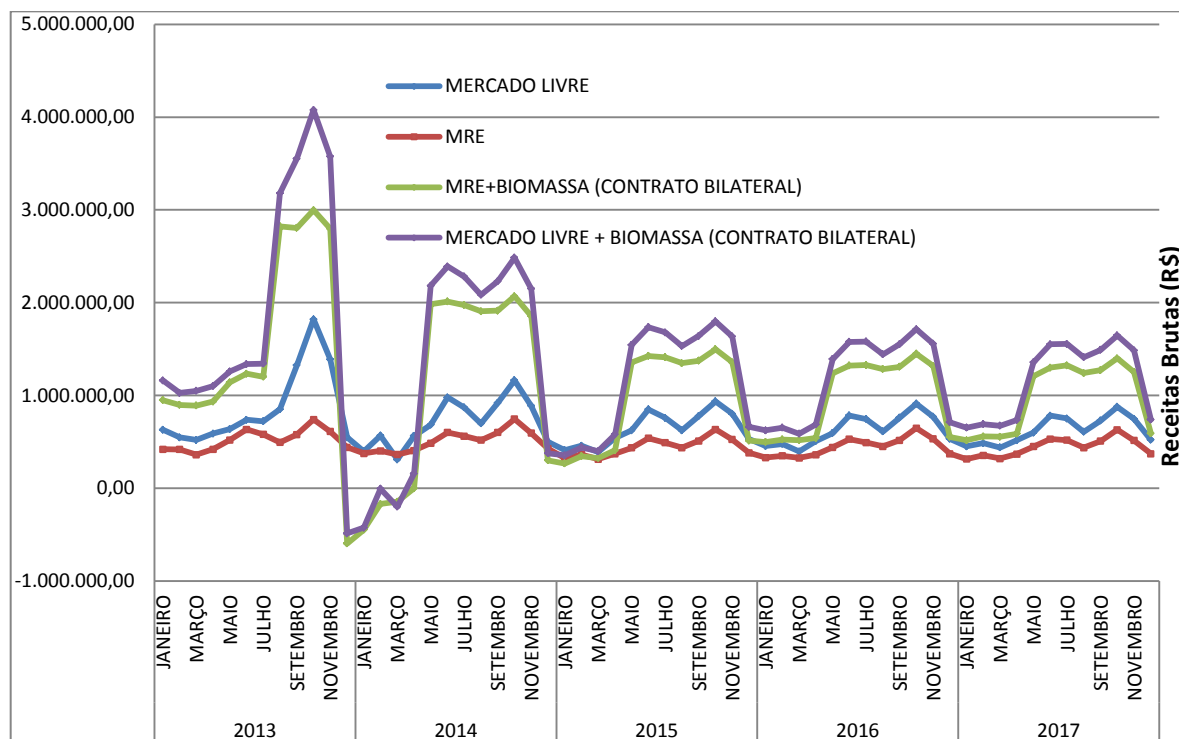


FIGURA 46 – Fluxo de receita mensal obtido nos 4 casos estudados das 1000 séries sintéticas da PCH São Jorge para o período de 2013 a 2017, para o modelo CARMA.
FONTE: O AUTOR (2015)

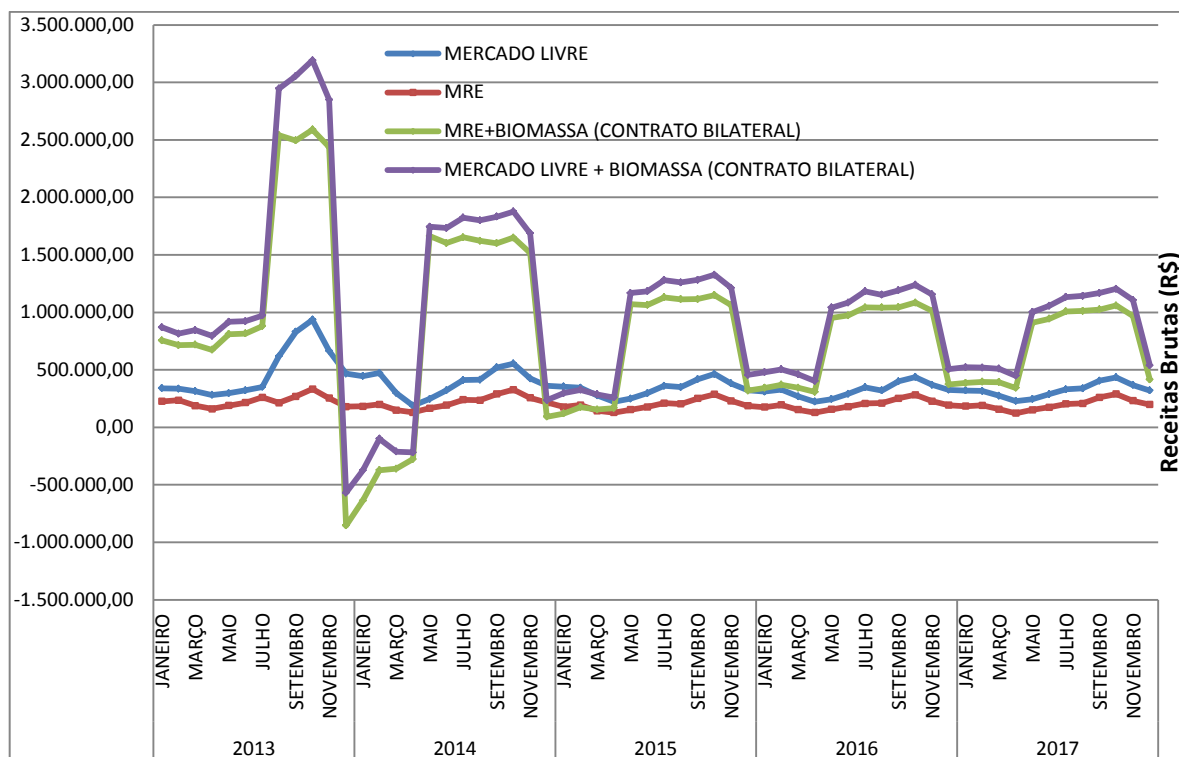


FIGURA 47 – Fluxo de receita mensal obtido nos 4 casos estudados das 1000 séries sintéticas da PCH Pito para o período de 2013 a 2017, para o modelo CARMA.
FONTE: O AUTOR (2015)

Para ambas as PCH's estudadas, o contrato de comercialização de energia realizado no ACL, por contrato bilateral, foi mais atrativo que o MRE. Como já era esperado, com adição de uma usina de biomassa as receitas foram consideravelmente aumentadas.

Nas duas hipóteses das PCH's que operam com uma usina de biomassa, para suprir a demanda energética do contrato da usina térmica, no período de dezembro a abril de 2013, época de entressafra (não há geração de energia), foi necessário comprar energia a um preço alto no mercado *spot*, por isso o fluxo de receitas ficou negativo. Porém, para os próximos 04 anos, o PLD fica mais barato, o que leva a um fluxo de receitas nos anos posteriores.

Na Tabela 22 é apresentado um resumo dos resultados da TIR.

Tabela 22 – Resumo da TIR das 04 simulações do modelo CARMA

Simulação	PCH São Jorge (TIR)	PCH Pito (TIR)
Mercado livre	11,80%	15,19%
MRE	5,88%	7,26%
MRE + biomassa (contrato bilateral)	13,62%	20,34%
Mercado livre + biomassa (contrato bilateral)	17,69%	25,28%

FONTE: O AUTOR (2015)

Esta Tabela mostra que o melhor retorno financeiro para o investimento inicial, são as PCH's operando no mercado livre com a usina de biomassa por contrato bilateral.

Nas Figuras 48 e 49 são apresentados os gráficos resumo do *payback* das quatro hipóteses diferentes para a PCH São Jorge e Pito, respectivamente. Como é possível observar, os melhores retornos financeiros em função dos fluxos de caixa (ver Anexo-7) ocorrem, quando as usinas operam no mercado livre.

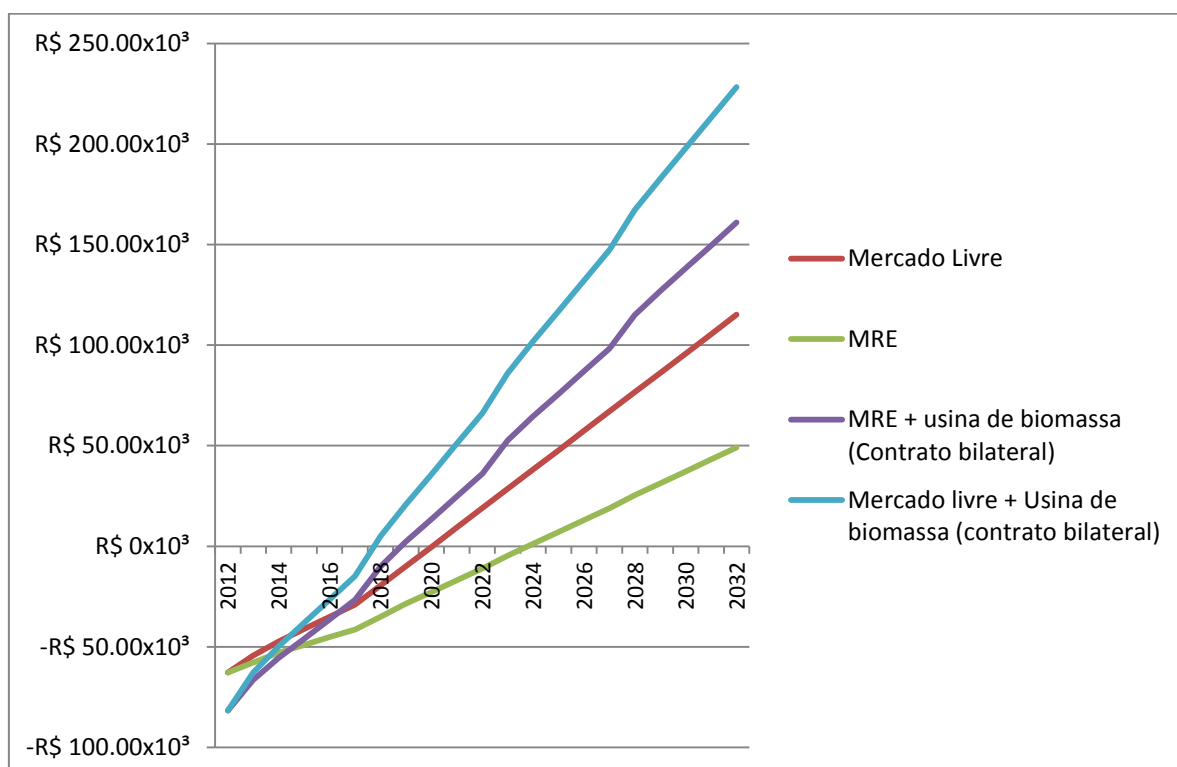
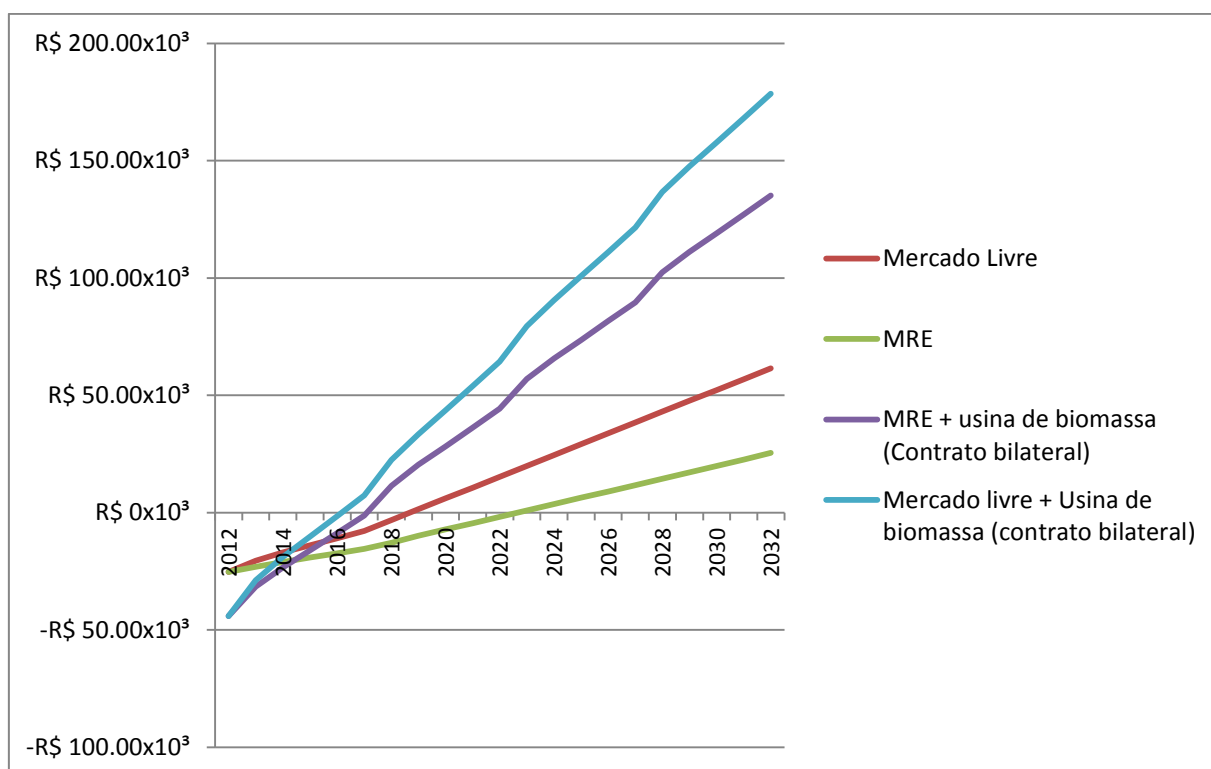


FIGURA 48 – Paybacks obtidos nos 4 casos estudados das 1000 séries sintéticas da PCH São Jorge para o período de 2013 a 2017, para o modelo CARMA(1,0).

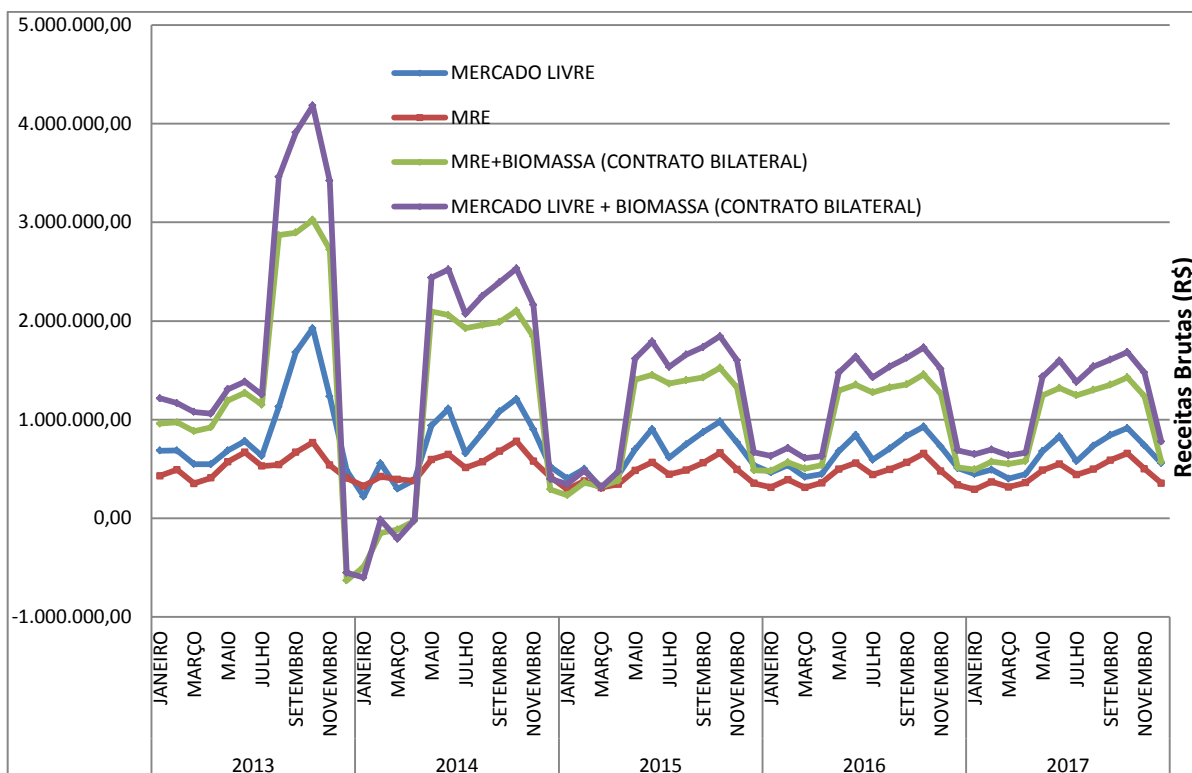
FONTE: O AUTOR (2015)



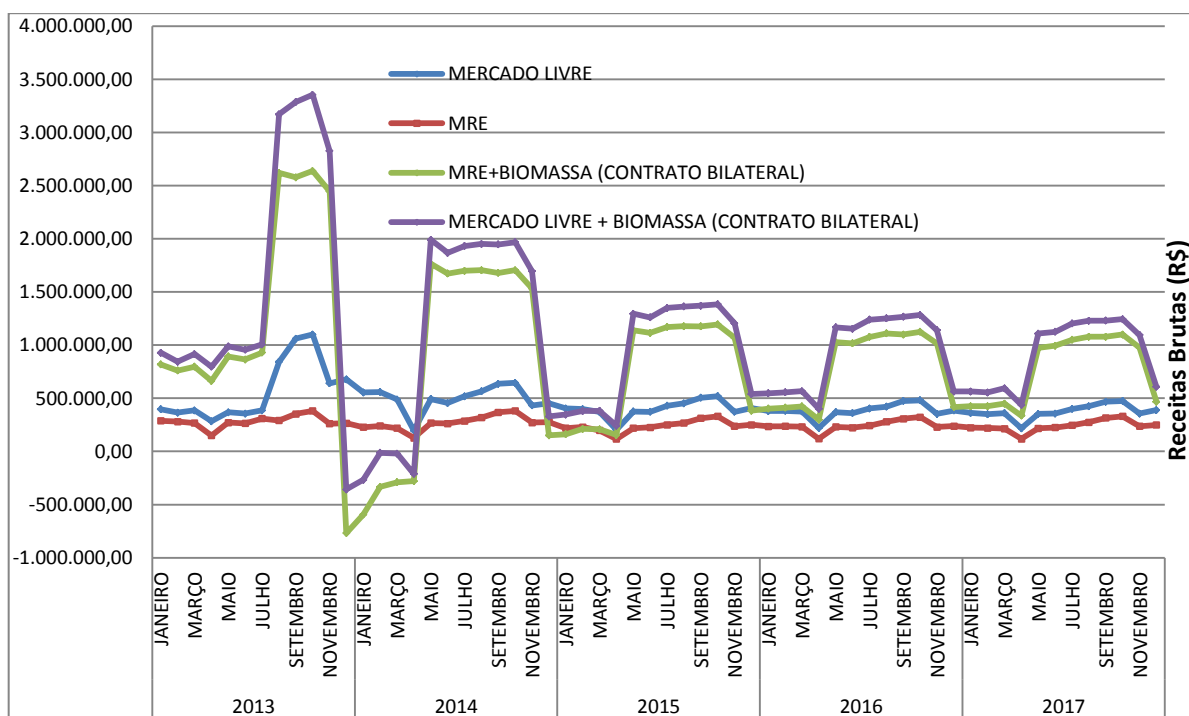
**FIGURA 49 – Paybacks obtidos nos 4 casos estudados das 1000 séries sintéticas da PCH Pito para o período de 2013 a 2017, para o modelo CARMA (1,0).
FONTE: O AUTOR (2015)**

4.4 RESUMO DOS RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES COM O MODELO PAR(p) – UTILIZADO NO GEVAZP

Na Figura 50 é apresentado um gráfico resumo de todos os resultados obtidos nas 04 simulações, dos fluxos de caixa médio mensal das 1000 séries sintéticas geradas para os 60 meses para a PCH São Jorge. Em seguida, na Figura 51 é apresentado um gráfico resumo de todos os resultados obtidos nas 04 simulações, dos fluxos de caixa médio mensal das 1000 séries sintéticas geradas para os 60 meses para a PCH Pito.



**FIGURA 50 – Fluxo de receita mensal obtido nos 4 casos estudados das 1000 séries sintéticas da PCH São Jorge para o período de 2013 a 2017, para o modelo PAR(p).
FONTE: O AUTOR (2015)**



**FIGURA 51 – Fluxo de receita mensal obtido nos 4 casos estudados das 1000 séries sintéticas da PCH Pito para o período de 2013 a 2017, para o modelo PAR(p).
FONTE: O AUTOR (2015)**

Assim como nos resultados anteriores das gerações de séries sintéticas, para ambas as PCH's estudadas, o contrato de comercialização de energia realizado no ACL, por contrato bilateral, foi mais atrativo que o MRE. Como já era esperado, com adição de uma usina de biomassa as receitas foram consideravelmente aumentadas.

Cabe a observação que, apesar de ocorrer receitas negativas (despesas), para os fluxos de caixa com geração hidrotérmica (PCH + usina de biomassa), o resultado final é mais atraente para o investidor. Trata-se apenas de uma questão de gerenciamento de liquidez de curto prazo.

Na Tabela 23 é apresentado um resumo dos resultados da TIR.

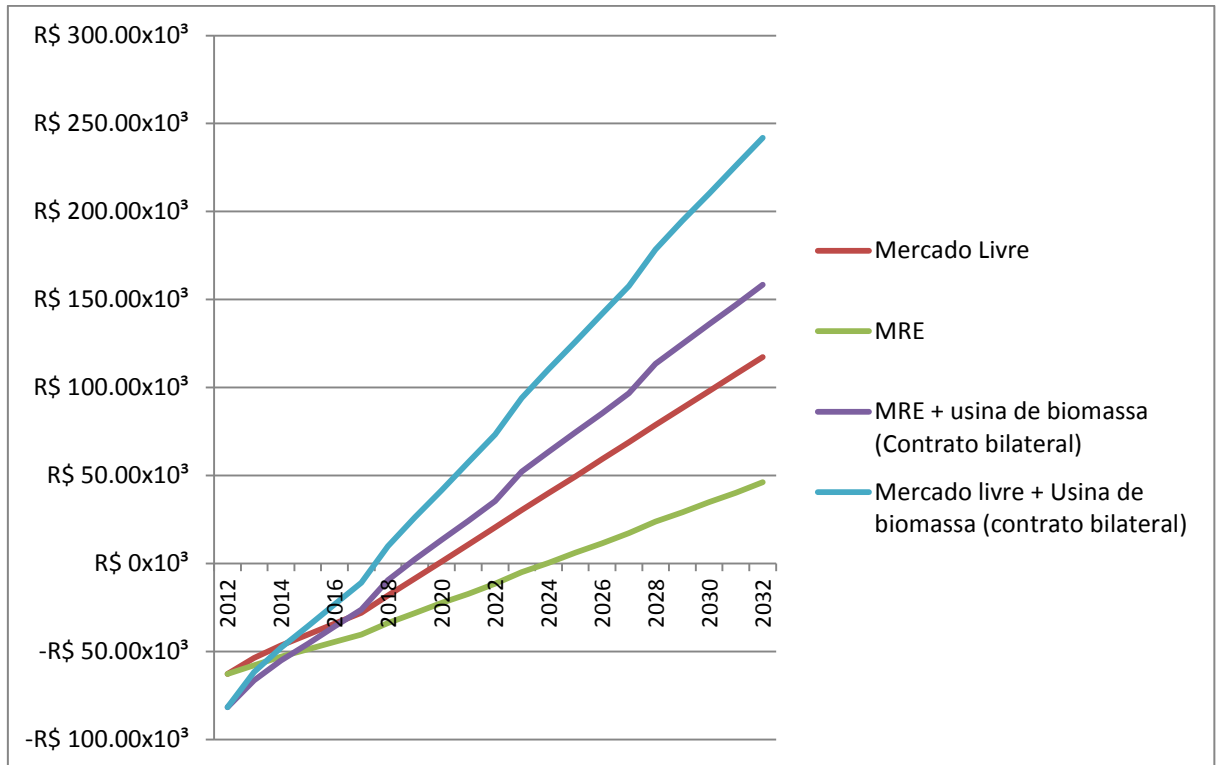
Tabela 23 – Resumo da TIR das 04 simulações do modelo PAR(p)

Simulação	PCH São Jorge (TIR)	PCH Pito (TIR)
Mercado livre	12,09%	19,50%
MRE	5,68%	6,39%
MRE + biomassa (contrato bilateral)	13,56%	19,18%
Mercado livre + biomassa (contrato bilateral)	18,68%	27,38%

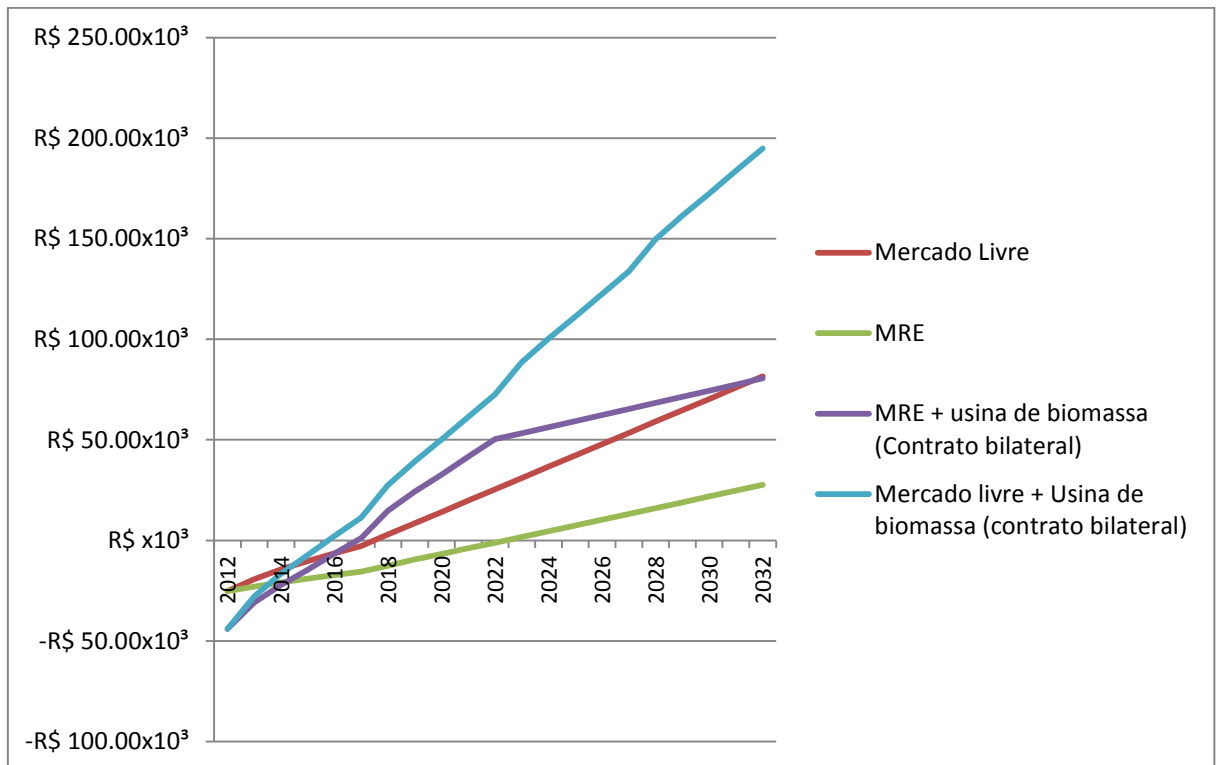
FONTE: O AUTOR (2015)

Esta tabela mostra que o melhor retorno financeiro para o investimento inicial, são as PCH's operando no mercado livre com a usina de biomassa por contrato bilateral.

Nas Figuras 52 e 53 são apresentados os gráficos resumo do *payback* das quatro hipóteses diferentes para a PCH São Jorge e Pito, respectivamente. Como é possível observar, os melhores retornos financeiros em função dos fluxos de caixa (ver Anexo-8) ocorrem, quando as usinas operam no mercado livre.



**FIGURA 52 – Paybacks obtidos nos 4 casos estudados das 1000 séries sintéticas da PCH São Jorge para o período de 2013 a 2017, para o modelo PAR(p).
FONTE: O AUTOR (2015)**



**FIGURA 53 – Paybacks obtidos nos 4 casos estudados das 1000 séries sintéticas da PCH Pito para o período de 2013 a 2017, para o modelo PAR(p).
FONTE: O AUTOR (2015)**

4.5 RESUMO DOS RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES DA REPOTENCIAÇÃO DA PCH SÃO JORGE (9,5 MW E 5,19 MW DE ENERGIA GARANTIDA) COM O MODELO PAR(p) – UTILIZADO NO GEVAZP

Na Tabela 24 é possível visualizar a TIR para as 4 simulações das PCH São Jorge com 8,5MW e a com repotenciação com 9,5MW.

Tabela 24 – Resumo da TIR das 04 simulações do modelo PAR(p)

Simulação	PCH São Jorge (TIR)	PCH São Jorge com repotenciação (TIR)
Mercado livre	12,09%	12,80%
MRE	5,68%	6,70%
MRE + biomassa (contrato bilateral)	13,56%	13,31%
Mercado livre + biomassa (contrato bilateral)	18,68%	18,34%

FONTE: O AUTOR (2015)

Na Figura 54 é apresentado o gráfico resumo do *payback* das quatro hipóteses diferentes para a PCH São Jorge e sua repotenciação, respectivamente. Como é possível observar, os melhores retornos financeiros em função dos fluxos de caixa (ver Anexo-9) ocorrem, quando as usinas operam no mercado livre.

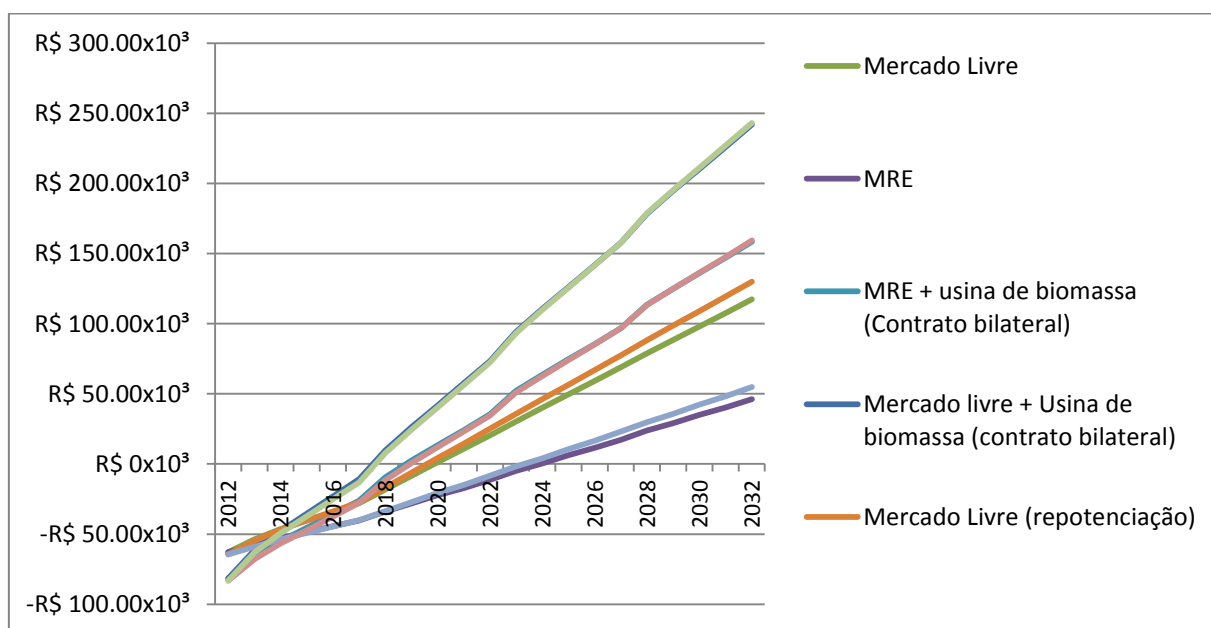


FIGURA 54 – Paybacks obtidos nos 4 casos estudados das 1000 séries sintéticas da PCH São Jorge e também da sua repotenciação, para o período de 2013 a 2017, para o modelo PAR(p).

FONTE: O AUTOR (2015)

De acordo com a tabela anterior, no caso da PCH São Jorge, se o investidor optar por comercializar a energia no mercado livre é mais atrativo que ocorra a repotenciação da PCH, pois obterá uma maior taxa interna de retorno (TIR). Entretanto, esse aumento não é significativo. Ou seja, o aumento nos custos de implantação são praticamente equivalentes ao aumento das receitas. Em outras palavras, existe ganho para a sociedade com aumento na energia gerada. Do ponto de vista do empreendedor, é indiferente a escolha de um ou outro tipo de investimento.

Para que se obtenha maior ganho financeiro, seria interessante a PCH São Jorge com repotenciação atue com a usina de biomassa.

5. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Esta dissertação teve como objeto a comparação por meio de simulações, de quatro hipóteses diferentes para duas PCH's: no primeiro caso as usinas hidrelétricas têm sua energia comercializada por um contrato bilateral firmado entre gerador e agente (cliente livre). No segundo caso, as PCH's participam do MRE, supondo que o subsistema Sul tem energia suficiente para suprir o déficit das duas usinas hidrelétricas. Portanto, não há necessidade de importação de um subsistema para outro. Na terceira hipótese, as duas usinas hidrelétricas operam no subsistema Sul no MRE, porém acopladas a uma usina de biomassa que tem sua energia vendida por contrato bilateral. Por último, as duas usinas hidrelétricas vendem a energia no mercado livre e a usina de biomassa tem sua energia comercializada também por contrato bilateral.

Em todos os casos, foi utilizado o Método de Monte Carlo, usando séries sintéticas geradas a partir de características estatísticas das vazões históricas (dados retirados dos Projetos Básicos).

Para a geração das séries sintéticas foram utilizados três métodos diferentes: CARMA, AR(1) e PAR(p). Este último modelo foi utilizado por meio do GEVAZP. O uso das séries sintéticas geradas pelos métodos AR(1), CARMA e PAR(p) conduzem a resultados estatisticamente equivalentes para a PCH Pito. No caso da PCH São Jorge, os melhores resultados de séries sintéticas foram obtidos, respectivamente, pelos modelos: PAR(p), CARMA e AR(1).

Com relação aos objetivos específicos deste trabalho pode-se registrar:

- No período de 60 meses, as receitas obtidas pela operação no mercado livre são sistematicamente maiores do que na operação no MRE
- As operações conjuntas (PCH+usina de biomassa) foram as mais atrativas sob ponto de vista financeiro

- No caso da PCH São Jorge, caso o investidor opte por comercializar a energia no mercado livre, seria interessante repotencializá-la de 8,5 MW para 9,5MW.

Além disso, também foi possível verificar:

- Os custos de geração de usina hidrelétrica são praticamente nulos. Desconsiderando a amortização dos investimentos, comparados com a usina de biomassa
- O aumento nos custos de implantação para a PCH com repotenciação são praticamente equivalentes ao aumento das receitas. Em outras palavras, existe ganho para a sociedade com aumento na energia gerada
- Repotenciação x potência instalada (PCH São Jorge): do ponto de vista do empreendedor, é indiferente a escolha de um ou outro tipo de investimento
- Investimento - PCH+Usina a biomassa ou PCH+PCH: supondo que o investidor tenha capital para construir dois empreendimentos ao mesmo tempo, a melhor alternativa escolhida é PCH+Usina a biomassa, pois a usina térmica fornece energia ao SIN com maior confiabilidade.

Em função das limitações deste trabalho, algumas recomendações para estudos futuros são feitas. Estas sugestões visam o refinamento das análises realizadas até agora:

- Definir os efeitos da geração em função do aumento progressivo da potência instalada no sistema hidrotérmico brasileiro e avaliar os resultados sob o ponto de vista do fluxo de caixa das geradoras de energia num período de 60 meses
- Reproduzir estes cenários para reservatórios com regularização, e considerar a influência da sazonalidade
- Realizar simulação para um sistema de eólio-hidrelétrico, com foco em fluxo de caixa ao longo dos 60 meses

- Análise da variância e assimetrias (2º e 3º momentos) de modo a estimar índices de riscos
- Calcular índices de custo-benefício, para essas 4 hipóteses estudadas
- Estudar níveis crescentes de repotenciação de uma PCH de forma a poder avaliar o retorno financeiro.

Como o MRE é um compartilhamento dos riscos hidrológicos, para este estudo que considerou a implantação das PCH's sem atraso, o mais vantajoso neste caso é comercializar a energia no mercado livre. Porém, caso a execução do empreendimento atrase, o interessante talvez seja trabalhar com a comercialização de energia no MRE, necessitaria obviamente de um estudo mais aprofundado para chegar a alguma conclusão.

No caso da repotenciação da PCH, os geradores que aumentem a potência instalada poderiam receber um prêmio ou subsídio, por ajudar com a expansão da geração do setor elétrico.

REFERÊNCIAS

ANDRIOLO, R. F.; (2014) **Acoplamento elétrico energético no planejamento da operação em médio prazo com restrição de transmissão** – Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Paraná, Curitiba-PR.

ANEEL (2009) – site http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/atlas_par2_cap3.pdf. Acesso Agosto de 2014.

AVILA, R. M. R. (2013) **Otimização da operação voltada ao negócio de usinas eólica e pch** – Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Paraná, Curitiba.

AZEVEDO FILHO, J. M. (2005) **Imperativos da Descentralização e Coordenação da Operação Energética no Âmbito da Reforma Institucional do Setor Elétrico** – Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

BERTHO JUNIOR, R. (2013). **Programação linear com controle de risco para o planejamento da operação do SIN** – Dissertação de mestrado, Universidade de São Paulo, São Carlos (SP).

BESSA, M. R., BLOOT, M. L., CARNEIRO, C. E. B., AOKI, A.R., MORAES, C. H. V., LOURENÇO, E. M., TORRES, G. L., MATIOLI, L. C., MINE, M. R. M., FERNANDES, T. S. P., OENING, A. P., VALLEJOS, C. A. V., DETZEL, D. H. M., GUERRA, F. A., MARTINS, R., TORTELLI, O. L., DAHLKE, D. B., AYALA, H. V. H., PEREIRA, L. G., COELHO, M. C., (2008) **Otimização do despacho hidrotérmico através de algoritmos híbridos com computação de alto desempenho** site www.dhs.ufpr.br/pesquisas/Projeto%20PHOENIX/Relat%F3rios%20T%E9cnicos/Rel4_rev2.pdf,_acessado fevereiro 2015.

BETTEGA, R., RAMOS, F. (2001) **O impacto da comercialização no mercado Spot de energia na análise de viabilidade de hidrelétricas**. Revista Brasileira de Recursos Hídricos, Vol. 06, p. 43-70.

BLASQUES, L. C. M. (2005) **Estudo da viabilidade técnico – econômica de sistemas híbridos para geração de eletricidade**. Dissertação de Mestrado - UFPA, Belém, Pará.

BOX, G. E. P., JENKINS, G. M., REINSEL, G. C. (1994) **Time Series Analysis: Forecasting and Control**, 3 ed. Prentice Hall, New Jersey.

BRASIL. Lei n. 10.848/04, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis n. 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. **Diário Oficial da República Federativa do Brasil**, Brasília, v. 141, n. 51, p. 2, 15 mar. 2004. Seção 1.

CAMACHO, F.; MCLEOD, A. I., HIPEL, K. W. (1985) - **Contemporaneous autorregressive-moving average (CARMA) modellong in water resources**. Water Resources Bulletin, 21, 709-720.

CAMARGO, L.G.B.C. (2005) **O Setor Elétrico Brasileiro e Sua Normatização Contemporânea**. Trabalho de conclusão de curso – Bacharelado em Direito, Unisantos.

CANAMBRA, ENGINEERING CONSULTANTS. (1966) **Power study of South Central Brazil**. App. 15. Rio de Janeiro.

CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (2015), site www.ccee.org.br, acessado março 2014.

CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (2015a), **Mecanismo de Realocação de Energia** site www.ccee.org.br,_acessado fevereiro de 2015.

CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (2015b), **Regras de comercialização - Contratos** site www.ccee.org.br,_acessado fevereiro de 2015.

CEPEL, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (2015), **GEVAZP – Geração de Séries Sintéticas de Energias e Vazões Periódicas**, site www.cepel.br, acessado outubro de 2015.

CICOGNA, M.A (1999) **Modelo de Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos a Usinas Individualizadas Orientado por Objetos**, dissertação de mestrado, UNICAMP, Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação, Campinas.

CICOGNA, M.A. (2003) **Sistema de Suporte à Decisão para o Planejamento e a Programação da Operação de Sistemas de Energia Elétrica**, tese de doutorado, UNICAMP, Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação, Campinas.

DETZEL, D. H. M., MINE, M. R. M., BESSA, M. R., BLOOT M. (2014) **Cenários sintéticos de vazões para grandes sistemas hídricos através de modelos contemporâneos e amostragem**. Revista Brasileira de Recursos Hídricos, Vol. 19, p. 17-28.

DEUS, M. L. D. (2008) **Séries temporais aplicadas ao planejamento da operação do Sistema Interligado Nacional – SIN**. Dissertação (mestrado) – PUC-RIO, Rio de Janeiro - RJ.

DUARTE, V. S. (2012) – **Teoria da decisão aplicada ao planejamento da operação do sistema hidrotérmico brasileiro**. Tese (Doutorado) — UFRJ, Rio de Janeiro.

ELETRORBRÁS (2014) – site <http://www.eletrabras.com>, acessado março de 2014.

ELETRORBRÁS.- Centrais Elétricas Brasileiras S. A. (2000) **Diretrizes para estudos e projetos de Pequenas Centrais Hidrelétricas**. Site <http://www.eletrabras.gov.br/atuacao/recursos/diretrizes.asp>, acessado março de 2014.

EPE - Empresas de Pesquisas Energéticas (2008). **Metodologia de garantia física das usinas**, acessado <http://www.epe.gov.br>, acessado fevereiro de 2014.

EPE - Empresas de Pesquisas Energéticas (2013). **Metodologia cálculo de parâmetros energéticos médios: rendimento e perda hidráulica**, acessado <http://www.epe.gov.br>, acessado julho de 2014.

EPE - Empresas de Pesquisas Energéticas (2013). **Plano Decenal de Energia 2022**, acessado <http://www.epe.gov.br>, acessado agosto de 2014.

EPE - Empresas de Pesquisas Energéticas (2015). **Plano Decenal de Energia 2024**, acessado <http://www.epe.gov.br>, acessado agosto de 2015.

ESTELAR, E. (2012) - **Projeto Básico PCH Pito** – Florianópolis, Santa Catarina.

FERREIRA, M. A. A. (2010) – **Metodologia para o rateio do bloco hidráulico no planejamento hidrotérmico de médio prazo**. Dissertação – mestrado, Universidade Federal de Juiz de Fora – UFJF, Juiz de Fora - MG.

FILL, H. D. O. A., CHELLA, M. R., MINE, M. R. M., KAVISKI E., FREITAS C. (2006) **Avaliação de Dois Critérios de Cálculo da Energia Assegurada de uma PCH.** Revista Brasileira de Recursos Hídricos, Vol. 11, p. 25-35.

FILL, H. D. O. A., NEIRA, K. L. (2008) **Curvas de regularização para reservatórios parcialmente cheios com confiabilidade constante.** Revista Brasileira de Recursos Hídricos, Vol. 13, p. 99-109.

FILL, H. D. O. A., PÉRICO, G. (2013) **Avaliação do risco associado à energia firme de um sistema hidrelétrico.** XIX Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos, Bento Gonçalves-RS.

FONSECA, F. R. (2010) **Estrutura de sazonalização da garantia física de PCHs em portfólios PCH e biomassa.** Tese – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro – PUC-RIO, Rio de Janeiro (RJ).

FORTUNATO, L. A. M.; ARARIPE NETO, T. A.; ALBUQUERQUE, J. C. R.; PEREIRA, M. V. F. (1990) **Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica.** Universidade Federal Fluminense, Niterói.

GROSZEWICZ, R.C., KAVISKI, E., ILLICH, I., MACHADO, J. F. P. (1991) **Avaliação de três métodos de desagregação de aflúências** – Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos.9, Rio de Janeiro, RJ, p. 436-446.

HALTINER, J. P.; SALAS, J. P. (1988). **Development and testing of a multivariate, seasonal ARMA (1,1) Model** – Journal of Hydrology, Vol. 104, p.247-272.

HIPEL, K. W.; MCLEOD, A. I. (1994) **Time Series Modeling of Water Resources and Environmental Systems.** Disponível em: <<http://www.stats.uwo.ca/faculty/aim/1994Book/>>. Acesso em 01/05/15.

HUMPIRI, C. J. P. (2005) **Estratégias evolutivas no planejamento energético da operação de sistemas hidrotérmicos de potência** – Dissertação de mestrado, Universidade de Campinas, Campinas (SP).

KELMAN, J.; VENTURA FILHO, A.; BAJAY, S. V.; PENNA, J.C.; HADDAD, C. L. S. (2001) **Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia.** Brasília.

KELMAN, J.; KELMAN, R. & PEREIRA, M. V. F. (2004) **Energia Firme de Sistemas Hidrelétricos e Usos Múltiplos dos Recursos Hídricos**. RBRH – Revista Brasileira de Recursos Hídricos, vol. 9, n. 1, jan. / mar. 2004. p. 189-198.

KLIGERMAN, A. S. (1992) **Operação Ótima de Subsistemas Hidrotérmicos Interligados Utilizando Programação Dinâmica Estocástica Dual**. Dissertação (Mestrado), Universidade Estadual de Campinas, Campinas.

LOPES, J. E. G. (2007) **Modelo de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de produção de energia elétrica**. Tese (Doutorado), Universidade Estadual de São Paulo, São Paulo.

LORENZO, H. C. (2001) **O setor elétrico brasileiro: passado e futuro – UNESP – Universidade Estado de São Paulo**, São Paulo.

LOUCKS, D. P., STEDINGER, J. R., HAITH, D. A. (1981) **Water resource systems planning and analysis**. New Jersey. Prentice-Hall.

MACIEIRA, M. E. P.; TERRY, L. A.; COSTA, F. S. *et. al.* (2002) **Chain of Optimization Models for Settings the Energy Dispatch and Spot Price in the Brazilian System** – Proceedings of the Power System Computational Conference, Sevilla, 2002.

MARCATO, A. L. M.; (2002) **Representação Híbrida de Sistemas Equivalentes e Individualizados para o Planejamento da Operação de Médio Prazo de Sistemas de Potência de Grande Porte** – Tese (Doutorado), PUC-Rio, Rio de Janeiro.

MEMÓRIA DA ELETRICIDADE (CENTRO DA MEMÓRIA DA ELETRICIDADE) (2014) – site: <http://www.memoria.elektrobras.com/historia.asp>._Acessado agosto de 2014.

MIRANDA, R.B., ESTIGONI, M.V., VERONEZ, O., BOTELHO, D.A., MAUAD, F.F. (2013) **Geração de séries sintéticas de vazão para modelagem hidrodinâmica de reservatórios**. XX Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME) (2007) **Plano nacional de energia 2030**. Brasília, DF, 2007b. Disponível em: http://www.epe.gov.br/PNE/20080111_1.pdf. Acesso em: 01/02/14.

NACIF, L. A. (2013) **Modelagem econômica para a tomada de decisões na programação diária da operação de usinas hidrelétricas** – Dissertação de mestrado, Universidade Federal do Paraná. Curitiba, PR.

NAGHETTINI, M., PINTO, E. J. A. (2007) **Hidrologia Estatística** – Serviço Geológico do Brasil – CPRM – Belo Horizonte, MG.

NEIRA, K. L. (2005) **Curvas de regularização para reservatórios parcialmente cheios e confiabilidade constante** – Dissertação de Mestrado - Universidade Federal do Paraná. Curitiba, PR.

OLIVEIRA, M. H. F. (2008) **A avaliação econômico-financeira de investimentos sob condição de incerteza: uma comparação entre o método de Monte Carlo e o VPL Fuzzy**, Dissertação, USP, São Paulo (SP).

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico (2014) – site <http://www.ons.org.br>, acessado março de 2014.

PENNA, D. D. J. (2009) **Definição da árvore de cenários de aflúências para o planejamento da operação energética de médio prazo**, Tese (doutorado), PUC-Rio, Rio de Janeiro (RJ).

PEREIRA, M. V., GRANVILLE, S., CAMPODÓNICO, N., FAMPA, M. H. C., JUNIOR, L. C. C.; (2013) **Planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos com aversão ao risco: uma abordagem para controlar o risco de déficit e limitar a energia não suprida**. XXII SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – Brasília (DF).

PIRES, A.; HOLTZ, A (2011) **Sistema Elétrico Brasileiro Expansão Hidrotérmica** site:<http://www.cbie.com.br/arquivos/Relat%C3%B3rio%20Sistema%20Hidrot%C3%A9rmico.pdf>, acessado agosto de 2014.

PEREIRA, A.F.S. (2006) **Planejamento da operação energética e da manutenção no sistema hidrotérmico de potência brasileiro**. Dissertação de Mestrado. Universidade de Campinas – UNICAMP.

PRESS, W. H., FLANNERY, B.R., TEUKOLSKY, S., VETTERLING, W. T. (1989) **Numerical Recipes in Pascal: the art of scientific computing**. Cambridge: University Press. Cambridge.

RISCHIBIETER, K. (2009) **Projeto Básico PCH São Jorge Rev. 01**— Ilhota, Santa Catarina.

SALAS, J. D., DELLEUR, J. W., YEVJEVICH, V., LANE, W.L. (1980) **Applied Modelling of Hydrologic Time Series**. Littleton, Colorado: Water Res Publication.

SANTOS, F.A. (2012) **Análise da aplicação da biomassa da cana como fonte de energia elétrica: usina de açúcar, etanol e bioeletricidade**. Dissertação - Mestrado, Universidade de São Paulo, São Paulo.

SILVA, T. C. T. (2008) **Cenários futuros de oferta e demanda de energia elétrica: simulações do possível racionamento até 2011** – Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

SOARES FILHO, S. (2011) **Avaliação da metodologia de cálculo da energia assegurada do setor elétrico brasileiro**, Curso de coordenação da operação de sistemas eletroenergéticos, UNICAMP.

SOARES FILHO, S. (1986) **Programação para otimização de sistemas hidrotérmicos (POSH)**, Anais do 6º Congresso Brasileiro de Automática, 191-197.

SOBOL, L. M. A. (1994) **Primer for the Monte Carlo Method**. CRC Press Florida: Boca Raton.

SOUZA, A., CLEMENTE, A. (2004) **Decisões financeiras e análise de investimentos fundamentos técnicos e aplicações**, 5ª edição, Editora Atlas.

VALLEJOS, C.A.V. (2008) **Atraso da expansão hidrelétrica do Brasil: uma análise exploratória**, Dissertação (Mestrado), UFPR, Curitiba.

ZAMBELLI, M. (2006) - **Planejamento da Operação Energética Via Curvas-Guia de armazenamento**. Dissertação (Mestrado) — UNICAMP, Campinas.

ZAMBON, R. C. (2008) – **Planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de grande porte**. Tese (Doutorado) — USP, São Paulo.

ANEXOS

ANEXO 1 - HISTÓRICO DO SEB

Este tópico traz uma breve descrição das transformações ocorridas pelo SEB desde a sua formação no início do século XX até o momento atual.

A) ATÉ A DÉCADA DE 1940

O SEB teve seu início durante o governo de D. Pedro II, quando o imperador convidou Thomas Edison para ajudar a introduzir a eletricidade na iluminação pública (CAMARGO, 2005 e KLIGERMAN, 1992).

Até 1900, o sistema foi marcado por muitas inovações, como:

- Implantação da primeira iluminação pública externa da América do Sul, no município de Campos-RJ, que era atendida por uma usina termelétrica
- A primeira linha de transmissão, localizada em Diamantina-MG, com cerca de 2km de comprimento
- Como o Brasil não possuía, na época, capital para construção de hidrelétricas, empresas estrangeiras, como a Light, foram atraídas para realizarem tais investimentos.

O SEB começa realmente a ganhar forma somente em 1934, com a promulgação do Código das Águas, que tinha como objetivo avaliar o potencial hidráulico para energia (ONS, 2014).

Em função da constitucionalidade, da resistência das concessionárias (privadas e estrangeiras), e as dificuldades da administração federal em fiscalizar adequadamente, as atividades decorrentes do Código de Águas foram suspensas em 1938 (ONS, 2014).

Em 1939, com a finalidade de sanar problemas de abastecimento, regulamentação e tarifação referentes às indústrias, o governo de Getúlio Vargas criou o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (CNAEE).

Neste período, o Brasil viveu um forte crescimento industrial e também um grande processo de urbanização (MEMÓRIA DA ELETRICIDADE, 2014). Isto levou a um aumento considerável da demanda, que ultrapassou a oferta e, em 1942, o Estado adotou medidas de racionamento.

Por causa deste problema, o governo começou a ensaiar um planejamento efetivo, que incluía o Plano Nacional de Eletrificação, elaborada por uma comissão formada por representantes do CNAEE e técnicos do Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM), que estabeleceu as diretrizes gerais para a estruturação de um plano propriamente dito (PEREIRA, 2006).

B) DÉCADA DE 1950

Entre 1948 e 1958, o setor energético é marcado por constantes crises de abastecimento, pois fortes estiagens ocorreram nesta época. Para solucionar tal problema, o governo passou intervir no SEB, por meio da criação de empresas estatais.

Um fato importante nesta época foi a criação do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), órgão que financiou a expansão do setor energético (KLIGERMAN, 1992).

Cabe a ressalva que ainda neste período, começou a interligação gradativa do Sistema Sudeste, com a criação da Central Elétrica de Furnas em 1957 (ONS, 2014).

C) DÉCADA DE 1960

Esta década foi marcada pelo desenvolvimento do primeiro estudo regional integrado de inventário, viabilidade e uma proposta de um programa de expansão dos sistemas elétricos Sul e Sudeste, feito pelo Consórcio Canadense-Americano-Brasileiro - CANAMBRA (KLIGERMAN, 1992).

Também ocorreu a criação de duas leis importantes e uma portaria para o SEB:

- Lei 3.782/60 – instituído o Ministério de Minas e Energia (MME), com a função de coordenar o CNAEE e a Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN)
- Lei 3.890-A/61 – formada a Centrais Elétricas Brasileiras (ELETROBRÁS), como uma *holding* do SEB, com intuito de planejar a expansão do setor elétrico, com a construção e operação de usinas e linhas de transmissão, tendo como suas controladas as empresas: Companhia Hidrelétrica do São Francisco (CHESF), Furnas Centrais Elétricas (FURNAS) e Termelétrica de Charqueadas (BIBLIOTECA DO EXÉRCITO, 1977)
- Portaria 56 de 1969 – instituiu o Comitê Coordenador para Operação Interligada (CCOI), com intuito de organizar a operação do sistema por intermédio de reuniões, supervisionadas pelo Departamento Nacional das Águas e Energia (DNAEE).

D) DÉCADA DE 1970

Em 1973, é criado o Grupo Coordenador para Operação Interligada (GCOI), que surge do Tratado Hidrelétrico de Itaipu para substituir o CCOI, em abril deste mesmo ano, assinado entre os países Brasil e Paraguai (ONS, 2014).

Neste período para atender o elevado número de empreendimentos, as empresas geradoras de energia, que eram estatais, começaram a elevar seu grau

de endividamento para conseguir financiamentos. Isto levou a uma diminuição na capacidade de investimentos das concessionárias no final da década de 80. (LORENZO, 2001).

E) DÉCADA DE 1980

Em decorrência da crise econômica vivida pelo Brasil, o SEB enfrenta problemas para executar alguns contratos, pois as políticas de investimentos são estatais e verticalizadas. Contudo, algumas importantes usinas foram entregues, como as do Rio Iguaçu e Itaipu.

Nos anos 80 houve ainda uma importante mudança no critério de atendimento (que passou de determinístico para probabilístico com a energia garantida¹⁴ a um dado risco, substituindo a energia firme¹⁵ histórica). Estes conceitos de energia serão explicados no item 2.2.4 deste trabalho.

F) DÉCADA DE 1990

Como reflexo da crise econômica do Brasil vivida na década anterior as concessionárias estatais continuaram sem capacidade de investimento. Desta forma, o governo federal decidiu lançar um amplo programa de privatização. Uma reforma institucional foi realizada e um novo modelo foi estabelecido, que é amparado na participação da iniciativa privada e na competição econômica. Nesta época havia um consenso sobre os seguintes temas: a necessidade de um mercado competitivo no atacado; desverticalização do setor e liberação progressiva de consumidores. No entanto, houve divergência no decorrer da execução da reforma institucional, como

¹⁴ É a máxima produção de energia a um dado risco (o SEB considera 5%).

¹⁵ Corresponde à máxima produção contínua de energia que pode ser obtida, supondo a ocorrência da sequência mais seca registrada no histórico de vazões do rio.

por exemplo, a operação de térmicas e PCH's a fio d'água, com a otimização global do sistema e a alocação dos benefícios da integração do sistema elétrico (LORENZO, 2001).

Algumas instituições importantes foram criadas neste período, para coordenar o SEB:

- Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) entidade de natureza privada responsável pela operação integrada do sistema, constituindo-se como sucessor do GCOI
- Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) como órgão que substitui o Departamento Nacional de Energia Elétrica (DNAEE) e tem como principal finalidade regulamentar e fiscalizar as atividades do SEB
- Mercado Atacadista de Energia (MAE) – instituição que fazia a intermediação de todas as transações de compra e venda entre os subsistemas elétricos interligados (PEREIRA, 2006).

D) DÉCADA DE 2000

A lei 10.848 de 2004 estabeleceu as bases do Novo Modelo do Setor Energético Brasileiro (MME, 2007).

Os objetivos deste modelo são resumidos em:

- Modicidade tarifária, ou seja, menor custo viável da energia elétrica para o consumidor
- Garantia de suprimento de energia a um risco pré-fixado
- Estabilidade do marco regulatório, com objetivo de atrair novos investimentos para o SEB.

O novo modelo manteve o incentivo à competição. Porém, extinguiu o MAE e em seu lugar criou a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que manteve dois ambientes de contratação distintos: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). No ACR, as distribuidoras compram energia para atenderem os consumidores cativos por meio de leilões. Existe uma separação destes leilões de usinas existentes (“energia velha”) e a energia proveniente da expansão do sistema (“energia nova”). Enquanto no ACL, as geradoras e produtores independentes vendem energia livremente aos consumidores de grande porte por meio do mercado *spot*, onde o preço é definido pelo custo marginal de operação (CMO) (MME, 2007).

Um fato importante também ocorrido em 2001 foi a crise energética vivida pelo país, consequência da falta de investimentos do período anterior e da forte estiagem. Para sanar os efeitos da crise e amenizar o racionamento decorrente em um prazo curto, a política energética brasileira começou a diversificar a sua matriz energética, com foco na expansão das usinas térmicas, que podem ser construídas em prazos bem menores.

E) DÉCADA 2010

Basicamente no SIN, ainda há predominância de fontes hidráulicas (cerca 71% da potência instalada de todo o sistema) sobre as demais fontes energéticas (ONS, 2014).

Porém, a matriz energética está mais diversificada, com aumento da participação de fontes renováveis (usinas eólicas, biomassa e, mais recentemente, as solares) e unidades termelétricas (ciclo combinado e óleo). Apesar deste crescimento considerável, a geração brasileira ainda é dependente das combinações entre usinas hidrelétricas e térmicas, o que torna o SEB um sistema hidrotérmico.

ANEXO 2 – SÉRIE HISTÓRICA DE VAZÕES MÉDIAS (m³/s) MENSAIS DA PCH SÃO JORGE

Tabela 25 – Série história de vazões médias (m³/s) mensais da PCH São Jorge

ANO/M	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
1953	25,56	31,39	25,56	30,23	16,44	21,36	26,11	21,90	56,29	68,75	48,23	29,25
1954	30,20	22,67	33,94	29,25	52,14	107,89	85,94	46,27	106,70	122,71	24,86	22,96
1955	2,92	2,92	2,92	2,92	60,27	87,13	78,23	39,92	25,10	16,38	10,51	9,62
1956	20,59	17,51	8,97	36,78	42,89	23,20	29,19	24,39	72,30	2,92	8,70	2,92
1957	10,51	24,62	17,27	11,22	11,46	28,89	80,01	159,48	97,80	25,40	15,85	14,13
1958	10,75	8,54	30,50	15,31	8,19	18,46	14,54	35,54	70,53	44,55	40,81	56,89
1959	32,33	22,55	13,65	20,06	24,92	23,14	17,33	26,46	31,09	21,30	16,03	12,47
1960	9,32	11,34	8,24	8,77	11,70	22,02	12,29	50,66	43,84	62,16	46,27	18,34
1961	14,66	17,33	91,28	31,44	37,49	23,74	12,65	10,10	81,20	86,54	48,76	23,38
1962	16,26	33,99	19,64	12,53	36,72	26,23	26,34	18,10	46,63	50,30	29,07	14,90
1963	19,58	31,33	38,26	21,96	21,30	13,18	10,33	11,28	19,47	72,90	78,83	31,62
1964	14,60	21,19	18,22	27,41	41,47	18,34	25,99	41,88	33,11	20,89	18,34	13,30
1965	11,58	13,12	9,27	11,87	40,58	28,66	63,41	61,24	79,00	99,20	29,61	97,36
1966	33,69	91,65	25,94	15,10	6,83	30,43	19,20	30,22	55,32	90,63	15,92	21,85
1967	19,83	24,51	42,87	11,51	5,79	6,36	11,85	45,32	28,18	22,87	27,36	13,06
1968	5,87	6,53	14,02	22,26	10,28	7,43	10,30	4,75	8,20	21,45	14,45	36,14
1969	125,32	17,87	23,49	30,63	31,85	54,92	19,12	10,47	27,77	151,24	80,83	7,14
1970	7,45	5,87	6,08	5,00	13,22	38,18	50,43	13,63	43,89	78,59	17,22	49,81
1971	50,43	17,63	27,36	63,28	66,96	68,59	47,77	48,79	11,98	23,28	6,63	4,14
1972	10,45	14,65	35,94	48,38	6,47	88,18	30,83	125,73	100,02	33,69	44,51	25,73
1973	64,10	41,04	16,16	16,14	70,43	55,94	47,16	92,06	83,08	47,57	24,10	11,14
1974	34,51	11,16	14,20	31,65	30,83	51,85	12,96	22,06	29,00	19,85	58,38	26,55
1975	45,73	40,43	20,61	14,12	11,34	30,83	15,96	49,00	62,26	105,12	29,81	60,02
1976	46,96	17,31	4,29	12,13	29,66	29,11	18,96	37,16	14,00	36,71	29,33	14,66
1977	12,79	21,72	9,93	7,65	2,56	35,50	9,11	19,51	17,31	26,02	31,86	28,11
1978	3,43	1,40	0,70	2,55	2,44	3,94	20,18	17,64	19,51	10,71	28,11	8,73
1979	6,66	7,14	15,99	23,04	144,43	20,40	26,57	80,93	32,41	124,59	49,17	43,66
1980	30,43	25,58	29,77	13,89	35,17	17,31	22,05	30,21	18,96	35,28	22,71	19,96
1981	16,98	19,18	16,76	46,09	15,44	17,31	9,31	8,08	13,56	28,11	52,15	81,04
1982	14,22	24,26	10,02	8,04	14,99	82,58	94,05	19,40	16,98	66,37	149,94	50,50
1983	30,43	75,52	129,00	73,54	232,64	79,82	266,81	49,83	72,22	35,94	45,20	24,04
1984	20,18	21,72	21,72	15,77	21,61	72,99	23,28	83,49	40,22	21,24	61,85	11,41
1985	17,42	63,29	21,06	45,31	37,60	14,69	28,18	23,90	24,71	18,08	36,75	4,24
1986	6,83	25,73	26,14	78,79	98,38	30,22	13,96	41,65	52,47	41,85	25,94	23,49
1987	24,51	41,24	3,92	47,57	136,34	49,20	38,38	18,55	5,45	54,10	46,96	19,79
1988	9,77	7,12	3,81	35,32	140,42	39,00	12,02	3,32	1,50	21,24	20,10	5,71
1989	45,53	50,83	14,18	19,61	32,26	23,49	28,18	44,10	133,08	53,08	17,57	15,63
1990	90,83	17,71	4,55	134,51	141,85	42,21	34,30	68,79	82,47	103,08	26,75	33,08
1991	15,12	31,39	25,56	30,23	44,63	42,21	26,96	14,51	9,53	32,87	10,96	31,24

1992	17,41	51,04	77,98	28,38	123,28	92,67	97,16	42,06	55,94	50,02	59,61	31,85
1993	23,28	39,00	17,71	22,06	46,75	68,59	46,14	14,04	37,98	79,00	33,69	39,41
1994	3,24	47,77	38,59	15,75	60,22	70,22	83,49	12,59	35,32	53,89	88,59	16,67
1995	71,24	19,55	36,75	48,79	8,47	17,87	17,77	14,34	68,18	60,83	11,71	29,37
1996	26,14	57,36	45,12	23,90	4,73	65,94	43,69	20,28	58,79	153,69	29,20	71,04
1997	18,59	101,24	19,30	5,06	14,90	77,77	62,67	59,00	41,04	204,71	116,55	20,36
1998	17,96	156,55	71,65	177,16	47,16	15,71	28,79	112,67	90,83	134,10	20,36	21,65
1999	39,81	40,22	7,53	24,92	7,18	46,55	54,30	6,75	9,30	41,04	7,08	29,37
2000	13,71	12,75	8,08	11,08	34,10	19,51	39,81	29,41	77,98	84,51	25,73	10,41
2001	19,96	79,40	54,30	51,24	51,04	46,96	35,32	12,20	23,69	105,53	28,38	8,49
2002	25,56	9,14	25,56	30,23	64,10	79,00	16,69	39,00	77,36	119,20	80,42	69,81
2003	19,34	53,28	38,18	12,14	9,34	14,47	12,90	5,61	10,85	40,63	69,20	169,80
2004	34,71	13,30	6,36	13,38	45,53	20,43	42,06	8,59	18,30	70,22	77,36	14,53
2005	15,30	1,88	25,56	26,14	58,59	126,34	32,26	14,38	74,10	132,26	18,79	5,94

Fonte: RISCHIBIETER (2009)

ANEXO 3 – SÉRIE HISTÓRICA DE VAZÕES MÉDIAS (m³/s) MENSAIS DA PCH PITO

Tabela 26 – Série histórica de vazões médias (m³/s) mensais da PCH Pito

ANO/MÊS	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
1960	0,96	1,57	0,56	0,91	0,89	1,03	0,61	1,92	1,71	1,73	2,32	2,73
1961	4,99	2,41	4,44	2,97	1,61	1,54	1,58	1,68	6,82	7,44	7,53	3,21
1962	1,37	1,41	0,97	0,92	3,27	2,08	2,69	1,47	3,55	2,31	1,58	0,89
1963	2,70	2,79	2,62	1,66	1,74	0,96	0,95	2,30	4,77	6,00	4,99	2,31
1964	1,12	2,27	1,21	1,85	2,03	1,16	1,53	3,34	2,88	1,90	1,37	1,52
1965	0,83	0,54	0,59	2,58	2,84	1,02	3,04	4,68	11,48	5,45	3,24	5,88
1966	6,70	5,14	3,21	1,15	0,99	1,99	1,88	2,24	3,58	3,98	1,59	1,21
1967	1,33	1,41	1,27	0,88	0,75	0,88	0,88	2,33	4,74	3,70	3,12	2,27
1968	1,03	0,50	0,54	0,57	0,40	0,42	0,59	0,38	0,87	0,50	0,93	0,61
1969	1,08	3,73	1,55	3,06	1,09	2,37	1,55	1,09	1,58	0,90	1,23	0,58
1970	0,58	0,97	0,44	0,59	1,53	3,43	2,62	1,59	2,24	1,30	0,90	1,32
1971	3,55	1,69	1,97	4,01	3,40	3,64	2,83	3,37	2,06	1,75	0,60	0,40
1972	2,00	4,66	1,97	1,27	0,52	2,34	1,33	5,77	4,96	2,81	2,43	1,64
1973	1,62	2,47	1,55	1,47	1,95	3,57	2,56	6,94	3,67	2,05	1,66	1,03
1974	1,17	2,12	2,34	1,16	0,75	1,35	1,25	0,82	1,98	0,83	0,78	0,57
1975	0,96	1,23	1,66	0,64	0,54	1,09	0,52	1,60	6,43	4,48	1,40	4,65
1976	2,23	1,32	2,92	0,79	2,75	2,43	1,69	3,25	1,83	1,83	1,37	3,24
1977	2,38	3,20	2,33	1,45	0,59	0,63	1,03	3,71	1,20	4,45	3,39	1,63
1978	1,22	1,30	1,78	0,39	0,31	0,35	1,03	0,72	1,66	0,90	1,58	1,57
1979	0,55	0,61	0,82	1,53	3,25	1,19	1,30	0,88	1,28	5,11	2,55	1,79
1980	1,13	0,98	2,24	0,85	1,12	0,85	2,21	4,47	3,54	3,11	2,20	4,23
1981	2,07	2,36	0,87	0,57	0,45	0,66	1,36	0,71	1,66	1,39	1,97	1,50
1982	0,83	1,93	1,49	0,69	0,73	2,24	3,77	2,47	1,29	3,13	6,94	2,62
1983	2,16	2,82	3,83	2,01	5,25	5,19	15,07	7,94	3,15	1,85	1,84	1,51
1984	1,14	0,98	1,32	1,13	1,61	2,97	2,20	7,12	2,01	2,40	2,31	1,42
1985	0,57	1,65	0,85	1,46	0,91	0,36	0,65	0,35	0,88	0,73	1,16	0,20
1986	0,35	1,09	0,30	0,63	0,50	0,87	0,48	0,96	1,28	1,45	2,86	1,83
1987	2,09	1,50	0,50	0,70	5,29	1,69	1,36	1,32	0,95	2,90	0,78	1,83
1988	0,60	0,83	0,62	1,15	3,58	2,14	0,77	0,41	1,98	1,73	0,78	2,04
1989	4,27	1,95	0,75	1,68	0,97	6,01	2,88	3,54	4,11	6,28	3,74	1,31
1990	0,61	0,54	0,66	0,55	0,70	1,83	1,48	2,25	0,84	1,72	0,84	2,63
1991	4,32	2,87	1,19	0,88	2,99	0,54	0,87	1,93	4,56	1,28	0,90	0,40
1992	1,41	2,04	2,05	0,85	3,96	2,98	4,83	2,65	1,56	0,83	1,06	0,70
1993	1,10	2,51	2,49	0,90	1,46	1,68	2,30	1,45	3,26	4,16	1,74	2,47
1994	0,81	3,52	1,89	1,69	2,06	2,99	4,03	1,75	1,02	2,10	2,81	1,24
1995	3,51	2,04	1,06	0,67	0,23	1,05	1,08	0,47	1,26	2,31	0,88	0,85
1996	2,09	1,28	1,42	1,18	0,46	1,25	1,90	1,24	2,50	2,33	0,86	1,90
1997	1,50	3,65	1,33	0,29	0,55	1,48	2,17	2,39	1,08	5,64	6,54	1,85
1998	1,90	2,67	3,06	4,37	2,29	1,21	2,19	4,19	4,96	2,63	0,84	1,39

1999	1,28	2,02	1,03	2,09	0,78	1,63	5,03	0,84	0,92	2,43	0,93	0,74
2000	1,14	1,51	1,31	0,86	0,95	0,96	1,83	1,31	4,73	4,00	1,40	1,65
2001	2,49	3,77	2,15	1,84	2,05	1,73	1,92	1,04	2,84	5,02	1,77	2,21
2002	1,28	1,34	0,83	2,69	1,32	1,33	1,15	3,15	2,76	3,74	2,56	1,61
2003	0,69	1,14	1,76	1,00	1,22	1,47	0,85	0,39	0,41	1,48	1,23	3,39
2004	2,83	1,06	0,63	1,09	1,66	1,21	1,74	0,60	1,77	3,56	2,82	1,55
2005	1,67	0,79	0,56	1,32	3,08	2,82	1,67	1,46	6,15	4,97	2,77	1,02
2006	1,01	0,79	0,86	0,61	0,37	0,32	0,36	1,08	0,89	0,49	1,32	1,12
2007	1,58	1,02	2,40	1,67	3,43	1,77	2,90	1,88	1,42	2,41	3,29	1,30
2008	1,82	1,61	1,35	1,90	1,33	2,42	1,55	1,19	3,08	5,31	5,14	1,24
2009	1,63	1,19	0,86	0,51	0,52	0,65	2,87	3,41	4,83	4,60	2,02	1,87
2010	2,33	1,88	1,92	5,17	4,95	2,21	1,90	2,07	0,91	1,51	1,36	3,93

FONTE: ESTELAR (2012)

ANEXO 4 – CMO MÉDIO UTILIZADO DAS 2000 SÉRIES GERADAS PELO NEWAVE

Tabela 27 – CMO médio calculado das 2000 séries geradas pelo NEWAVE

Mês	CMO médio
Jan-13	15,62
Fev-13	15,62
Mar-13	15,62
Abr-13	15,62
Mai-13	15,62
Jun-13	15,62
Jul-13	15,62
Ago-13	604,95
Set-13	595,33
Out-13	580,14
Nov-13	580,76
Dez-13	555,87
Jan-14	482,23
Fev-14	417,14
Mar-14	374,33
Abr-14	343,62
Mai-14	318,33
Jun-14	304,58
Jul-14	288,92
Ago-14	280,21
Set-14	269,13
Out-14	257,84
Nov-14	251,51
Dez-14	241,71
Jan-15	221,70
Fev-15	206,60
Mar-15	194,24
Abr-15	182,56
Mai-15	176,07
Jun-15	174,74
Jul-15	176,33
Ago-15	172,37
Set-15	165,28
Out-15	153,26
Nov-15	151,62
Dez-15	144,82
Jan-16	130,35
Fev-16	122,32
Mar-16	120,56

Abr-16	123,04
Mai-16	126,16
Jun-16	135,32
Jul-16	141,52
Ago-16	140,20
Set-16	134,79
Out-16	128,10
Nov-16	128,06
Dez-16	125,37
Jan-17	116,41
Fev-17	106,47
Mar-17	103,08
Abr-17	106,44
Mai-17	109,67
Jun-17	125,27
Jul-17	129,00
Ago-17	128,77
Set-17	122,86
Out-17	115,03
Nov-17	112,40
Dez-17	109,88
MÉDIA TOTAL	198,61

FONTE: O AUTOR (2015)

ANEXO 5 – VALOR DO TEO**Tabela 28 – Valor do TEO**

ANO	TEO (R\$)
2013	10,01
2014	10,54
2015	11,25
2016	12,08
2017	12,86

FONTE: O AUTOR (2015)

ANEXO 6 – RESULTADOS DOS CENÁRIOS DO MODELO AR(1)

Neste item são apresentados os resultados obtidos com as séries de vazões sintéticas geradas pelo modelo AR(1).

A) PCH's no mercado livre de energia

Os cálculos foram realizados no Excel versão 2010, de acordo com o método descrito no capítulo 3, item 3.3 na hipótese (A). Na Tabela 29 são apresentados os resultados dos parâmetros estatísticos das receitas referentes às duas PCH's estudadas, enquadradas no mercado livre de energia.

Tabela 29 – Estatísticas das receitas (R\$) geradas a partir das séries sintéticas pelo modelo AR(1)

Parâmetros estatísticos	PCH São Jorge (R\$)	PCH Pito (R\$)
Média	682.299	350.674
Erro padrão	36.880	18.036
Mediana	617.544	324.407
Desvio padrão	285.672	139.709
Variância da amostra	8,16E+10	1,95E+10
Excesso de Curtose	4,88	5,26
Assimetria	1,93	1,77
Contagem (número de meses)	60	60
Faixa de confiança (95,0%)	73.797	36.090

FONTE: O AUTOR (2015)

Na Tabela 29 a PCH São Jorge, para um período de 60 meses, apresenta receitas totais com média de R\$ 682.299 que é o ponto onde mais se concentram os

dados da distribuição, com uma dispersão estatística de R\$ 285.672, com um intervalo de confiança de R\$ 73.797 (este valor indica a probabilidade de 95,00% de um evento ocorrer). Para PCH Pito as receitas obtidas em torno da média foi R\$ 350.674, com um desvio padrão de R\$ 139.709 e intervalo de confiança de R\$ 36.090.

Na Figura 55 é possível visualizar o fluxo de receitas médias mensais da PCH São Jorge obtidas das 1000 séries sintéticas geradas para os 60 meses estudados, que sofrem influência das vazões sintéticas produzidas. No período seco (janeiro a maio) do Rio das Antas as receitas são menores que o período úmido¹⁶.

Na Figura 56 é possível visualizar o fluxo de receitas médias mensais da PCH Pito das 1000 séries sintéticas geradas para os 60 meses estudados que sofrem influência das vazões sintéticas produzidas. No período seco (novembro a maio) do Rio Lajeado Passo Grande as receitas são menores que o período úmido.

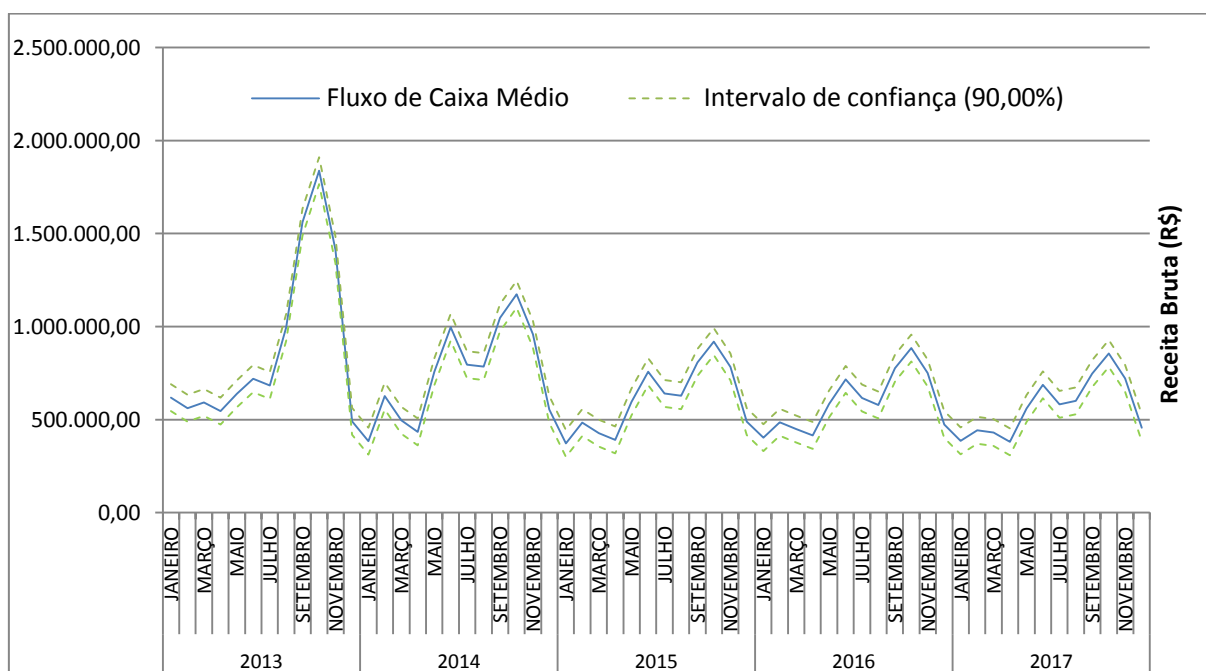


FIGURA 55 – Fluxo de receita médio mensal das 1000 séries sintéticas geradas pelo modelo AR(1) da PCH São Jorge para o período estudado, com venda de energia no mercado livre.
FONTE: O AUTOR (2015)

¹⁶ Período que ocorrem os maiores índices pluviométricos

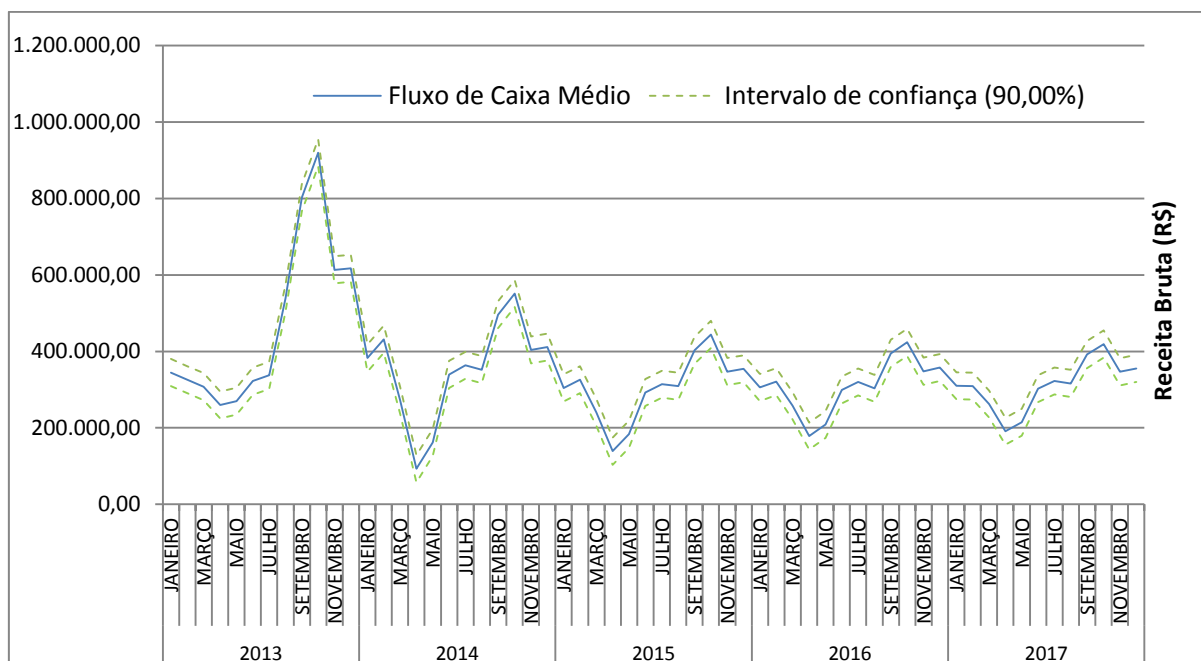


FIGURA 56 – Fluxo de receita médio mensal das 1000 séries sintéticas geradas pelo modelo AR(1) da PCH Pito para o período estudado, com venda de energia no mercado livre.
FONTE: O AUTOR (2015)

Na Tabela 30 é mostrado o fluxo de caixa da geração e a TIR das séries sintéticas do modelo AR(1) para 20 anos das PCH's: São Jorge e Pito. Os valores negativos iniciais são referentes aos custos de implantação das usinas como mostrados nas Tabelas 13 e 17. Para se obter, as receitas líquidas foi descontado 1% do faturamento bruto mensal, que é para manutenção e operação, além dos impostos mostrados na Tabela 10.

Tabela 30 – Fluxo de caixa usando as séries sintéticas do modelo AR(1) (R\$) das PCH's no mercado livre

Ano	PCH São Jorge (x10 ³)	PCH Pito (x10 ³)
2012	-62.794	-25.188
2013	8.812	4.761
2014	7.349	3.522
2015	5.832	2.988
2016	5.690	3.042
2017	5.436	3.063
2018	9.662	4.671
2019	9.889	4.355
2020	9.235	4.244
2021	9.186	4.468
2022	8.825	4.535
2023	9.662	4.671
2024	9.889	4.355
2025	9.235	4.244
2026	9.186	4.468
2027	8.825	4.535
2028	9.662	4.671
2029	9.889	4.355
2030	9.235	4.244
2031	9.186	4.468
2032	8.825	4.535
TIR	11,56%	14,87%

FONTE: O AUTOR (2015)**B) PCH's no MRE**

Os cálculos foram realizados no Excel versão 2010, de acordo com o método descrito no capítulo 3, no item 3.3 na hipótese (B). Os resultados dos parâmetros estatísticos das receitas referentes a duas PCH's estudadas enquadradas no MRE são apresentadas na Tabela 31.

Tabela 31 – Estatísticas das receitas (R\$) geradas a partir das séries sintéticas pelo modelo AR(1) no MRE.

Parâmetros estatísticos	PCH São Jorge (R\$)	PCH Pito (R\$)
Média	461.056	188.401
Erro padrão	14.504	6.190
Mediana	440.750	192.348
Desvio padrão	112.350	47.953
Variância da amostra	1,26E+10	2,30E+09
Excesso de Curtose	-0,19	0,30
Assimetria	0,51	-0,12
Contagem (número de meses)	60	60
Nível de confiança (95,0%)	29.023	12.387

FONTE: O AUTOR (2015)

Na Tabela 31 a PCH São Jorge, para um período de 60 meses, apresenta receitas totais com média de R\$ 461.056 que é o ponto onde mais se concentram os dados da distribuição, com um desvio padrão de R\$ 112.350, com um intervalo de confiança de R\$ 29.023 (este valor indica a probabilidade de 95,00% de um evento ocorrer). Para PCH Pito as receitas obtidas em torno da média foi R\$ 188.401, com um desvio padrão de R\$ 47.953 e intervalo de confiança de R\$ 12.387.

Na Figura 57 é possível visualizar o fluxo de receitas médias mensais da PCH São Jorge a partir das 1000 séries sintéticas geradas para os 60 meses estudados, sendo estas usinas enquadradas no MRE, sofrem influência das vazões sintéticas produzidas. No período seco (janeiro a maio) do Rio das Antas as receitas são menores que o período úmido.

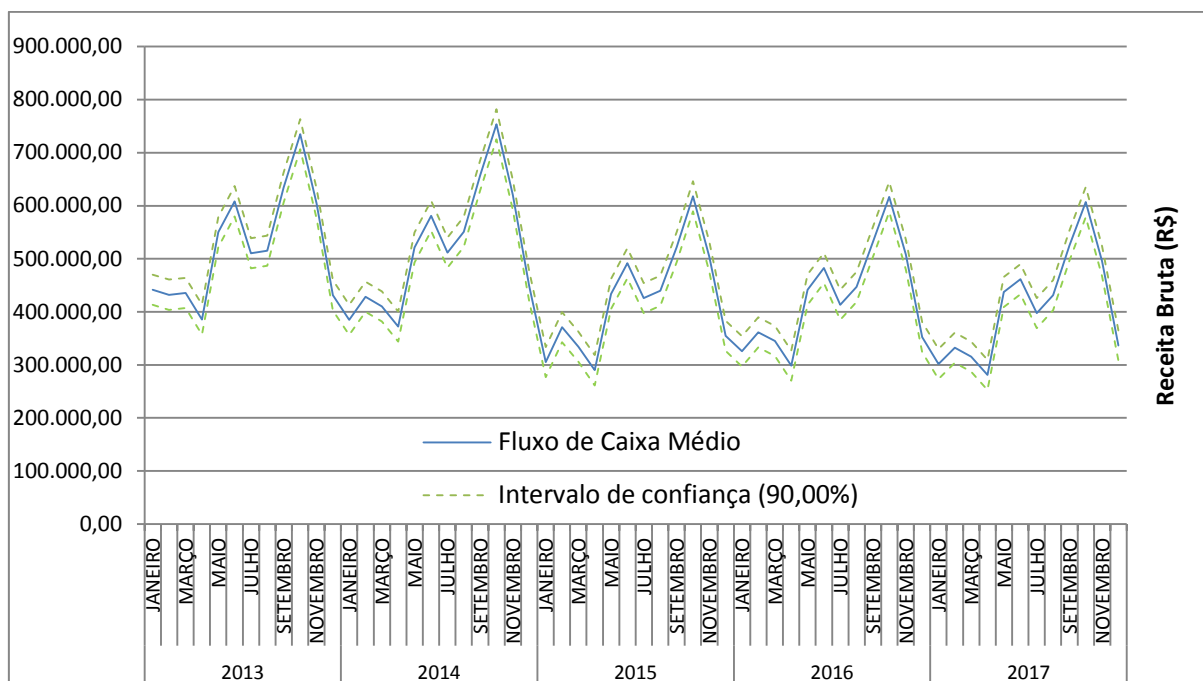


FIGURA 57 – Fluxo de receita médio mensal das 1000 séries sintéticas geradas pelo modelo AR(1) da PCH São Jorge para o período estudado, com venda de energia no MRE.
FONTE: O AUTOR (2015)

Na Figura 58 é possível visualizar o fluxo de receitas médias mensais da PCH Pito das 1000 séries sintéticas geradas para os 60 meses estudados que sofrem influência das vazões sintéticas produzidas. No período seco (novembro a maio) do Rio Lajeado Passo Grande as receitas são menores que o período úmido.

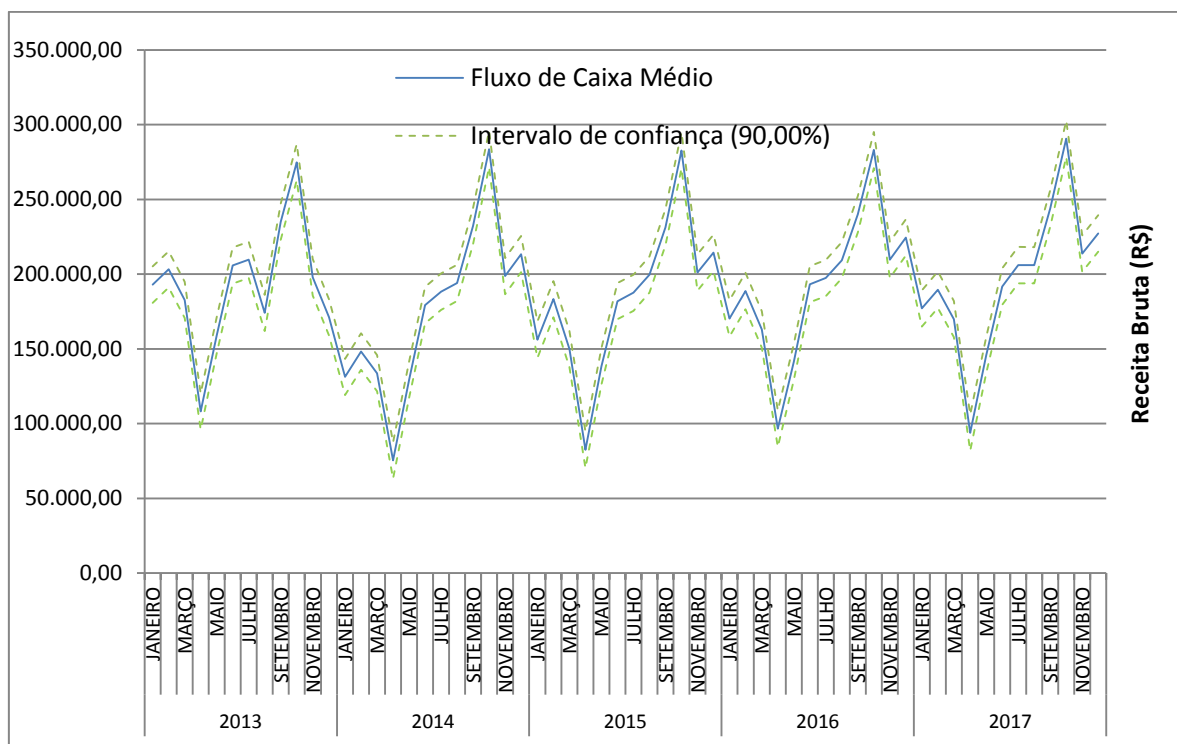


FIGURA 58 – Fluxo de receita médio mensal das 1000 séries sintéticas geradas pelo modelo AR(1) da PCH Pito para o período estudado, com venda de energia no MRE.
FONTE: O AUTOR (2015)

Na Tabela 32 é mostrado o fluxo de caixa da geração e a TIR das séries sintéticas do modelo AR(1) para 20 anos das PCH's: São Jorge e Pito. Os valores negativos iniciais são referentes aos custos de implantação das usinas como mostrados nas Tabelas 13 e 17. Para se obter, as receitas líquidas foi descontado 1% do faturamento bruto mensal, que é para manutenção e operação, além dos impostos mostrados na Tabela 10.

Tabela 32 – Fluxo de caixa usando as séries sintéticas do modelo AR(1) (R\$) das PCH's estudadas no MRE

Ano	PCH São Jorge (x10 ³)	PCH Pito (x10 ³)
2012	-62.794	-25.188
2013	5.314	1.798
2014	5.276	1.615
2015	4.257	1.705
2016	4.287	1.801
2017	4.108	1.834
2018	6.826	2.999
2019	7.405	2.933
2020	5.578	2.681
2021	5.579	2.696
2022	4.946	3.019
2023	6.864	3.018
2024	6.891	2.682
2025	5.617	2.696
2026	5.621	2.716
2027	4.987	3.041
2028	6.919	3.044
2029	6.954	2.704
2030	5.672	2.718
2031	5.679	2.744
2032	5.043	3.072
TIR	6,23%	7,23%

FONTE: O AUTOR (2015)

C) PCH's no MRE com usina de biomassa por contrato bilateral

Os cálculos foram realizados no Excel versão 2010, de acordo com o método descrito no capítulo 3, item 3.3 na hipótese (C). Na Tabela 33 é apresentada os resultados dos parâmetros estatísticos das receitas referentes a duas PCH's estudadas, enquadradas no MRE com usina de biomassa, que vende a energia térmica produzida por contrato bilateral no ACL.

Tabela 33 – Estatísticas das receitas (R\$) geradas a partir das séries sintéticas pelo modelo AR(1) no MRE com usina de biomassa

Parâmetros estatísticos	PCH São Jorge	PCH Pito
Média	1.100.058	827.402
Erro padrão	99.960	92.184
Mediana	1.219.912	945.437
Desvio padrão	774.290	714.056
Variância da amostra	6,00E+11	5,10E+11
Excesso de Curtose	0,35	0,67
Assimetria	0,34	0,21
Contagem (número de meses)	60	60
Nível de confiança (95,0%)	200.020	184.460

FONTE: O AUTOR (2015)

A PCH São Jorge tem uma previsão de receita total média anual de R\$ 1.100.058, para um período de 60 meses, com um desvio padrão de R\$ 774.290, dentro de um intervalo de confiança de R\$ 200.020, conforme mostrado na Tabela 22. Para PCH Pito as receitas obtidas em torno da média foi R\$ 807.402, com um desvio padrão de R\$ 714.056 e intervalo de confiança de R\$ 184.460.

Nas Figuras: 59 e 60 são possíveis visualizar o fluxo de receitas médias mensais das PCH's: São Jorge e Pito, respectivamente, das 1000 séries sintéticas geradas para os 60 meses estudados, sendo estas usinas enquadradas do MRE, com uma usina de biomassa operando, em contrato bilateral. Neste caso, o fluxo de receitas sofreu influências das sazonalidades: (i) do plantio da biomassa e (ii) da vazão dos rios estudados. A colheita da biomassa foi o que mais influenciou o fluxo de receitas.

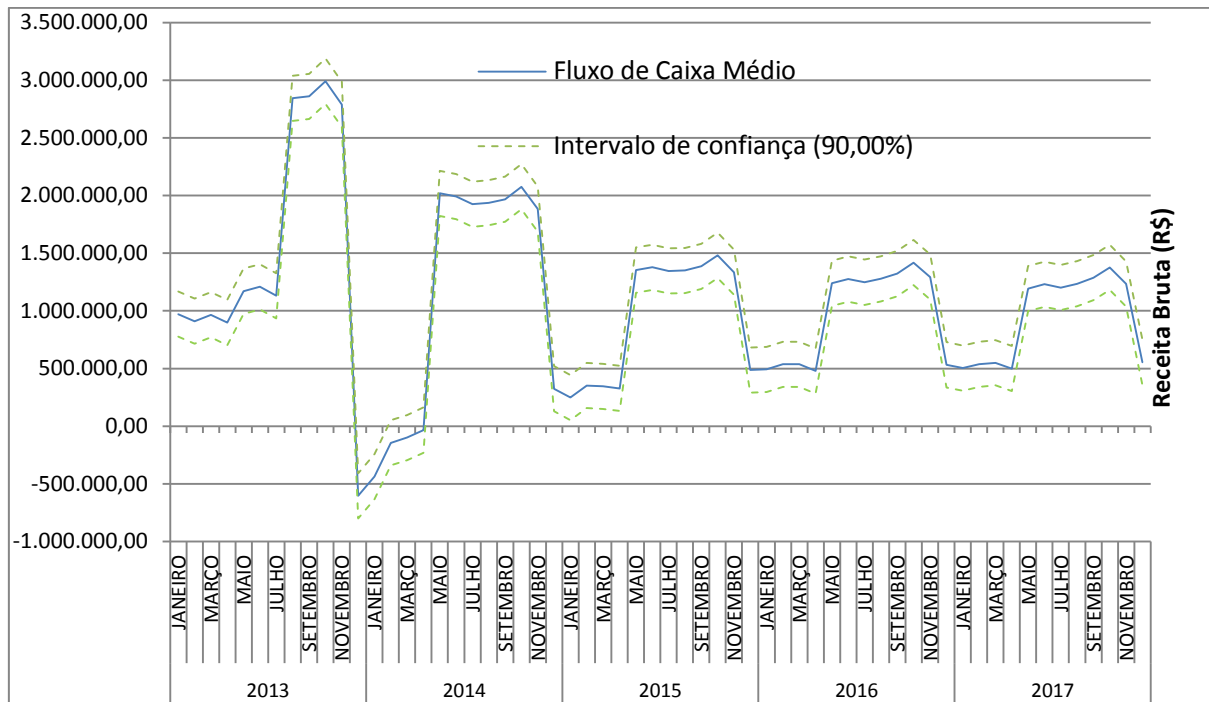


FIGURA 59 – Fluxo de receita médio mensal das 1000 séries sintéticas geradas pelo modelo AR(1) da PCH São Jorge para o período estudado, com venda de energia no MRE e uma usina de biomassa que opera por contrato bilateral
FONTE: O AUTOR (2015)

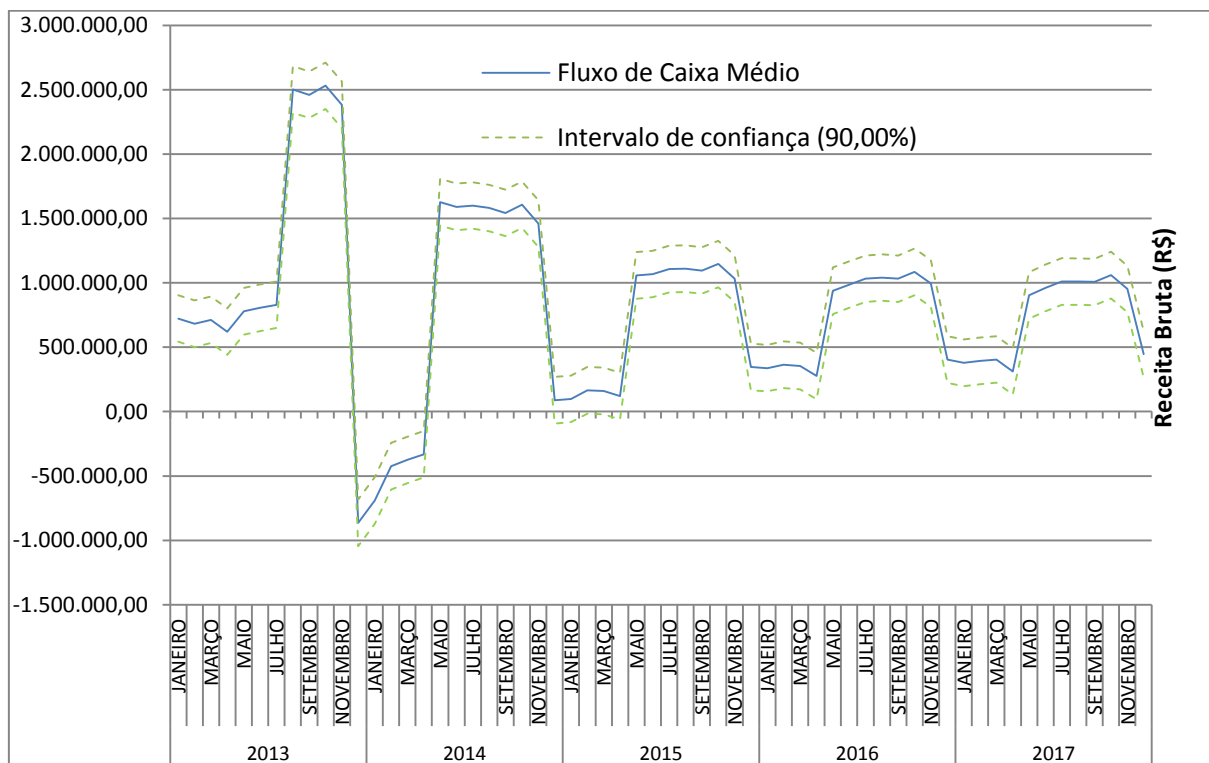


FIGURA 60 – Fluxo de receita médio mensal das 1000 séries sintéticas geradas pelo modelo AR(1) da PCH Pito para o período estudado, com venda de energia no MRE e uma usina de biomassa que opera por contrato bilateral
FONTE: O AUTOR (2015)

Na Tabela 34 é mostrado o fluxo de caixa da geração e a TIR das séries sintéticas do modelo AR(1) para 20 anos das PCH's: São Jorge e Pito. Os valores negativos iniciais são referentes aos custos de implantação das usinas como mostrados nas Tabelas 13 e 17. Para se obter, as receitas líquidas foi descontado 1% do faturamento bruto mensal, que é para manutenção e operação, além dos impostos mostrados na Tabela 10.

Tabela 34 – Fluxo de caixa das gerações de séries sintéticas do modelo AR(1) (R\$) das PCH's estudadas no MRE e com usina de biomassa com contrato bilateral

Ano	PCH São Jorge (x10 ³)	PCH Pito (x10 ³)
2012	-81.612	-44.006
2013	15.250	12.109
2014	11.062	7.777
2015	9.275	7.099
2016	9.507	7.396
2017	9.285	7.388
2018	16.597	13.078
2019	13.019	8.894
2020	10.419	7.840
2021	10.632	8.043
2022	9.962	8.310
2023	16.635	13.096
2024	12.505	8.643
2025	10.459	7.855
2026	10.673	8.062
2027	10.002	8.332
2028	16.690	13.122
2029	12.568	8.665
2030	10.514	7.878
2031	10.731	8.090
2032	10.059	8.363
TIR	13,34%	20,11%

FONTE: O AUTOR (2015)

D) PCH's no mercado livre de energia com usina de biomassa bilateral

Os cálculos foram realizados em planilhas do Excel versão 2010, de acordo com o método descrito no capítulo 3, no item (D). Na Tabela 35 são apresentados os resultados dos parâmetros estatísticos das receitas referentes a duas PCH's estudadas, enquadradas no mercado livre de energia com usina de biomassa, que vende a energia térmica produzida por contrato bilateral.

Tabela 35 – Estatísticas das receitas (R\$) geradas a partir das séries sintéticas pelo modelo AR(1) no mercado livre com usina de biomassa

Parâmetros estatísticos	PCH São Jorge	PCH Pito
Média	1.321.301	989.676
Erro padrão	121.426	99.053
Mediana	1.383.112	1.038.773
Desvio padrão	940.566	767.261
Variância da amostra	8,85E+11	5,89E+11
Excesso de Curtose	1,21	1,33
Assimetria	0,78	0,77
Contagem (número de meses)	60	60
Nível de confiança (95,0%)	242.974	198.204

FONTE: O AUTOR (2015)

Para um período de 60 meses, a PCH São Jorge obteve receitas totais anuais médias de R\$ 1.321.301, com um desvio padrão de R\$ 940.566, e intervalo de confiança de R\$ 242.974 (este valor indica a probabilidade de 95,00% de um evento ocorrer). Para PCH Pito as receitas obtidas em torno da média foi R\$ 989.676, com um desvio padrão de R\$ 767.261 e intervalo de confiança de R\$ 198.204.

Nas Figuras 61 e 62 é possível visualizar o fluxo de receitas médias mensais das PCH's: São Jorge e Pito, respectivamente, das 1000 séries sintéticas geradas

para os 60 meses estudados, sendo estas usinas enquadradas no mercado livre, com uma usina de biomassa operando, em contrato bilateral. Ambos os fluxos de receitas sofreram influências das sazonalidades: (i) do plantio da biomassa e (ii) da vazão dos rios estudados. A colheita da biomassa foi o que mais influenciou o fluxo de receitas.

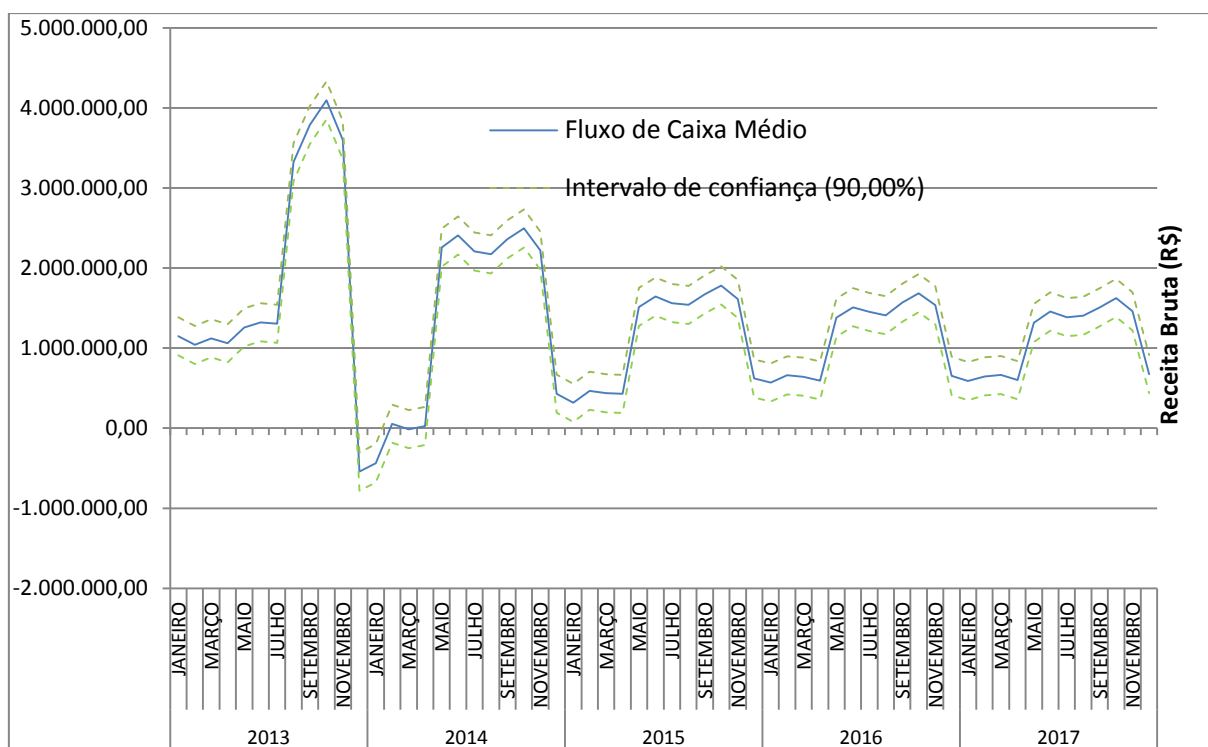


FIGURA 61 – Fluxo de receita médio mensal das 1000 séries sintéticas geradas pelo modelo AR(1) da PCH São Jorge para o período estudado, com venda de energia no mercado livre e uma usina de biomassa que opera por contrato bilateral
FONTE: O AUTOR (2015)

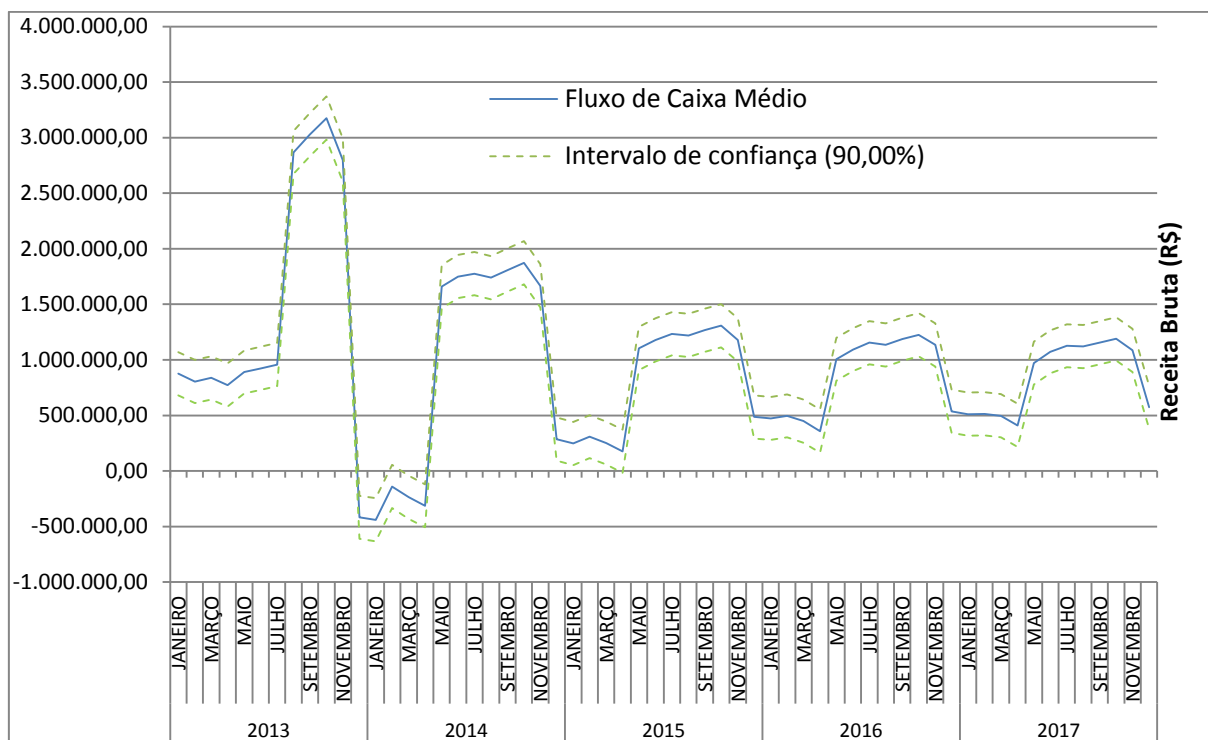


FIGURA 62 – Fluxo de receita médio mensal das 1000 séries sintéticas geradas pelo modelo AR(1) da PCH Pito para o período estudado, com venda de energia no mercado livre e uma usina de biomassa que opera por contrato bilateral
FONTE: O AUTOR (2015)

Na Tabela 36 é mostrado o fluxo de caixa da geração e a TIR das séries sintéticas do modelo AR(1) para 20 anos das PCH's: São Jorge e Pito. Os valores negativos iniciais são referentes aos custos de implantação das usinas como mostrados nas Tabelas 13 e 17.

Tabela 36 – Fluxo de caixa usando séries sintéticas do modelo AR(1) (R\$) das PCH's estudadas no mercado livre e com usina de biomassa com contrato bilateral

Ano	PCH São Jorge (x10 ³)	PCH Pito (x10 ³)
2012	-81.612	-44.006
2013	19.123	15.261
2014	13.511	9.872
2015	11.226	8.571
2016	11.286	8.825
2017	10.990	8.805
2018	19.974	15.171
2019	16.051	10.706
2020	14.629	9.826
2021	14.781	10.251
2022	14.378	10.277
2023	19.974	15.171
2024	16.051	10.706
2025	14.629	9.826
2026	14.781	10.251
2027	14.378	10.277
2028	19.974	15.171
2029	16.051	10.706
2030	14.629	9.826
2031	14.781	10.251
2032	14.378	10.277
TIR	17,57%	25,16%

FONTE: O AUTOR (2015)

ANEXO 7 – RESULTADOS DOS CENÁRIOS DO MODELO CARMA(1,0)

Neste item são apresentados os resultados obtidos com as séries de vazões sintéticas geradas pelo modelo CARMA(1,0).

A) PCH's no mercado livre de energia

Com os cálculos foram realizados no Excel versão 2010, de acordo com o método descrito no capítulo 3, item 3.3 na hipótese (A). Na Tabela 37 são apresentados os resultados dos parâmetros estatísticos das receitas referentes das PCH's estudadas, enquadradas no mercado livre de energia.

Tabela 37 – Estatísticas das receitas (R\$) geradas a partir das séries sintéticas pelo modelo CARMA

Parâmetros estatísticos	PCH São Jorge (R\$)	PCH Pito (R\$)
Média	693.817	369.892
Erro padrão	33.715	17.190
Mediana	628.094	337.315
Desvio padrão	261.156	133.154
Variância da amostra	6,82E+10	1,77E+10
Excesso de Curtose	5,53	6,65
Assimetria	1,89	2,25
Contagem (número de meses)	60	60
Nível de confiança (95,0%)	67.463	34.397

FONTE: O AUTOR (2015)

Na Tabela 37 a PCH São Jorge, para um período de 60 meses, possuem receitas totais com média de R\$ 693.817 que é o ponto onde mais se concentram os dados da distribuição, com uma dispersão estatística de R\$ 261.156, com um

intervalo de confiança de R\$ 67.463 (este valor indica a probabilidade de 95,00% de um evento ocorrer). Para PCH Pito as receitas obtidas em torno da média foi R\$ 369.892, com um desvio padrão de R\$ 133.154 e intervalo de confiança de R\$ 34.397.

Na Figura 63 é possível visualizar o fluxo de receitas médias mensais da PCH São Jorge obtidas das 1000 séries sintéticas geradas para os 60 meses estudados, que sofrem influência das vazões sintéticas produzidas. No período seco (janeiro a maio) do Rio das Antas as receitas são menores que o período úmido.

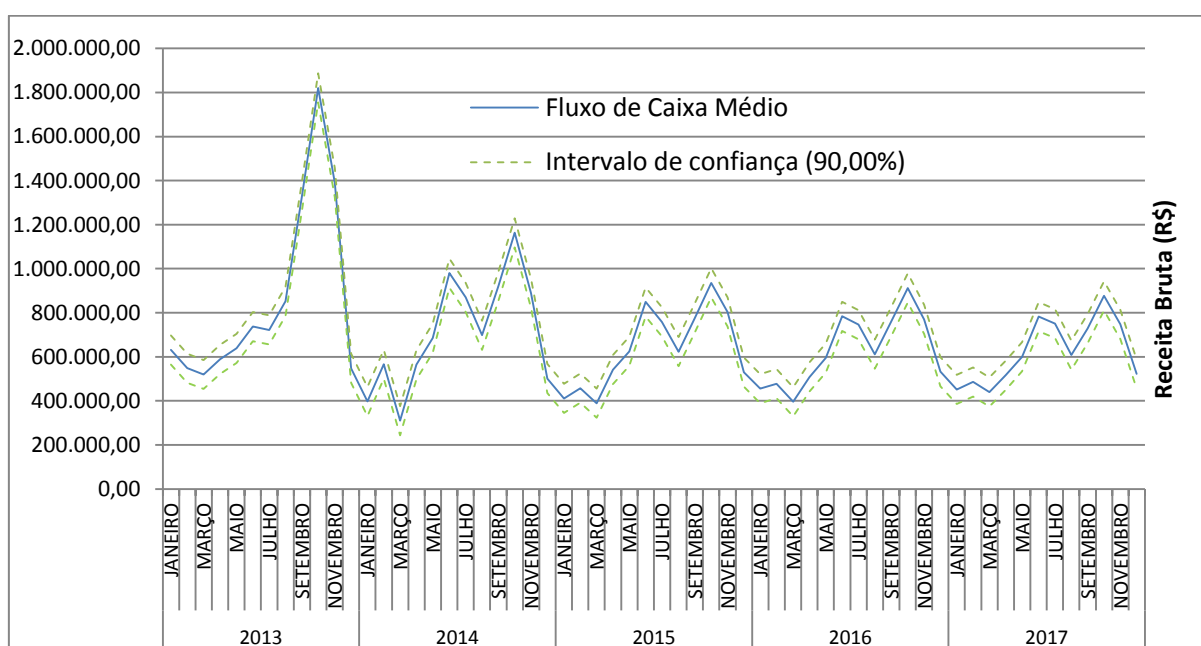


FIGURA 63 – Fluxo de receita médio mensal das 1000 séries sintéticas geradas pelo modelo CARMA da PCH São Jorge para o período estudado, com venda de energia no mercado livre
FONTE: O AUTOR (2015)

Na Figura 64 é possível visualizar o fluxo de receitas médias mensais da PCH Pito das 1000 séries sintéticas geradas para os 60 meses estudados que sofrem influência das vazões sintéticas produzidas. No período seco (novembro a maio) do Rio Lajeado Passo Grande as receitas são menores que o período úmido.

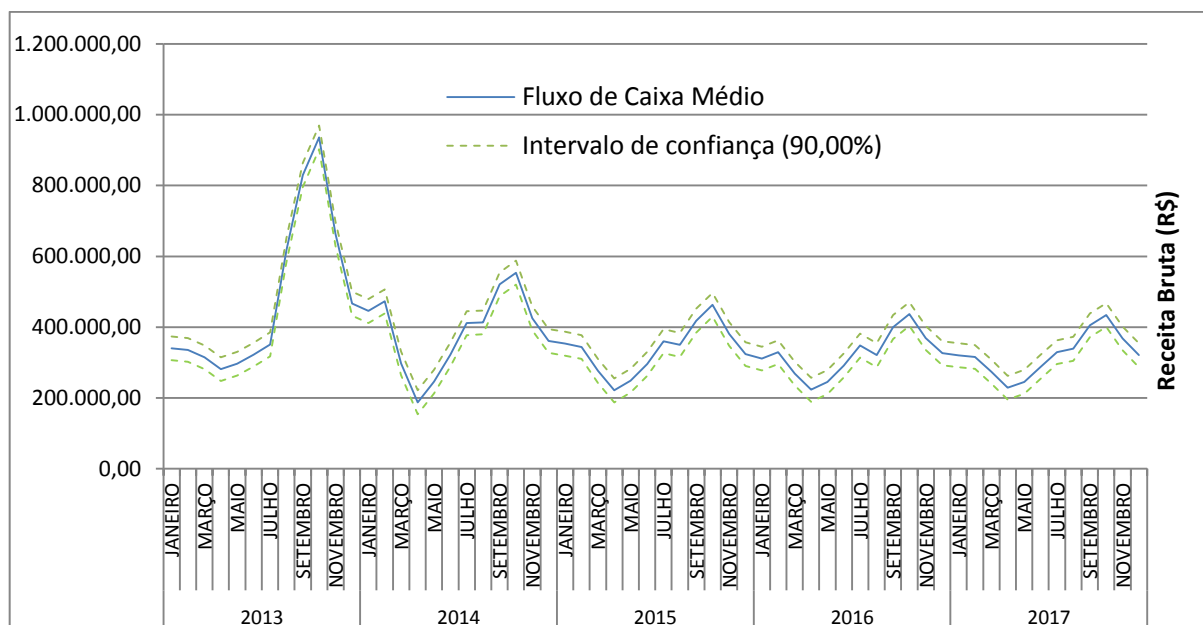


FIGURA 64 – Fluxo de receita médio mensal das 1000 séries sintéticas geradas pelo modelo CARMA da PCH Pito para o período estudado, com venda de energia no mercado livre
FONTE: O AUTOR (2015)

Na Tabela 38 é mostrado o fluxo de caixa da geração e a TIR das séries sintéticas do modelo CARMA(1,0) para 20 anos das PCH's: São Jorge e Pito. Os valores negativos iniciais são referentes aos custos de implantação das usinas como mostrados nas Tabelas 13 e 17. Para se obter, as receitas líquidas foi descontado 1% do faturamento bruto mensal, que é para manutenção e operação, além dos impostos mostrados na Tabela 10.

Tabela 38 – Fluxo de caixa usando séries sintéticas do modelo CARMA (R\$) das PCH's no mercado livre

Ano	PCH São Jorge (x10 ³)	PCH Pito (x10 ³)
2012	-62.794	-25.188
2013	8.516	4.761
2014	6.939	3.522
2015	6.194	2.988
2016	6.058	3.042
2017	6.023	3.063
2018	9.547	4.671
2019	9.550	4.592
2020	9.668	4.628
2021	9.635	4.577
2022	9.650	4.635
2023	9.547	4.671
2024	9.550	4.592
2025	9.668	4.628
2026	9.635	4.577
2027	9.650	4.635
2028	9.547	4.671
2029	9.550	4.592
2030	9.668	4.628
2031	9.635	4.577
2032	9.650	4.635
TIR	11,80%	15,19%

FONTE: O AUTOR (2015)**B) PCH's no MRE**

Os cálculos foram realizados em planilhas no Excel versão 2010, de acordo com o método descrito no capítulo 3, item 3.3 na hipótese (B). Na Tabela 39 são apresentados os resultados dos parâmetros estatísticos das receitas referentes a duas PCH's estudadas enquadradas no MRE.

Tabela 39 – Estatísticas das receitas (R\$) geradas a partir das séries sintéticas pelo modelo CARMA no MRE.

Parâmetros estatísticos	PCH São Jorge (R\$)	PCH Pito (R\$)
Média	471.964	206.396
Erro padrão	13.914	6.251
Mediana	451.209	198.088
Desvio padrão	107.783	48.423
Variância da amostra	1,16E+10	2.34E+09
Excesso de Curtose	-0,34	0,04
Assimetria	0,50	0,55
Contagem (número de meses)	60	60
Nível de confiança (95,0%)	27.843	12.509

FONTE: O AUTOR (2015)

A PCH São Jorge, para um período de 60 meses, possuem receitas totais com média de R\$ 471.964 que é o ponto onde mais se concentram os dados da distribuição, com um desvio padrão de R\$ 107.783, com um intervalo de confiança de R\$ 27.843 (este valor indica a probabilidade de 95,00% de um evento ocorrer). Para PCH Pito as receitas obtidas em torno da média foi R\$ 206.396, com um desvio padrão de R\$ 48.423 e intervalo de confiança de R\$ 12.509. Em ambas as PCH's, os fluxos de receitas médias obtidas no MRE foram menores que os do mercado livre.

Na Figura 65 é possível visualizar o fluxo de receitas médias mensais da PCH São Jorge a partir das 1000 séries sintéticas geradas para os 60 meses estudados, sendo estas usinas enquadradas no MRE, sofrem influência das vazões sintéticas produzidas. No período seco (janeiro a maio) do Rio das Antas as receitas são menores que o período úmido. O fluxo de receitas do MRE foram inferiores aos do mercado livre. Na Figura 66 é possível visualizar o fluxo de receitas médias mensais da PCH Pito das 1000 séries sintéticas geradas para os 60 meses estudados que sofrem influência das vazões sintéticas produzidas. No período seco

(novembro a maio) do Rio Lajeado Passo Grande as receitas são menores que o período úmido.

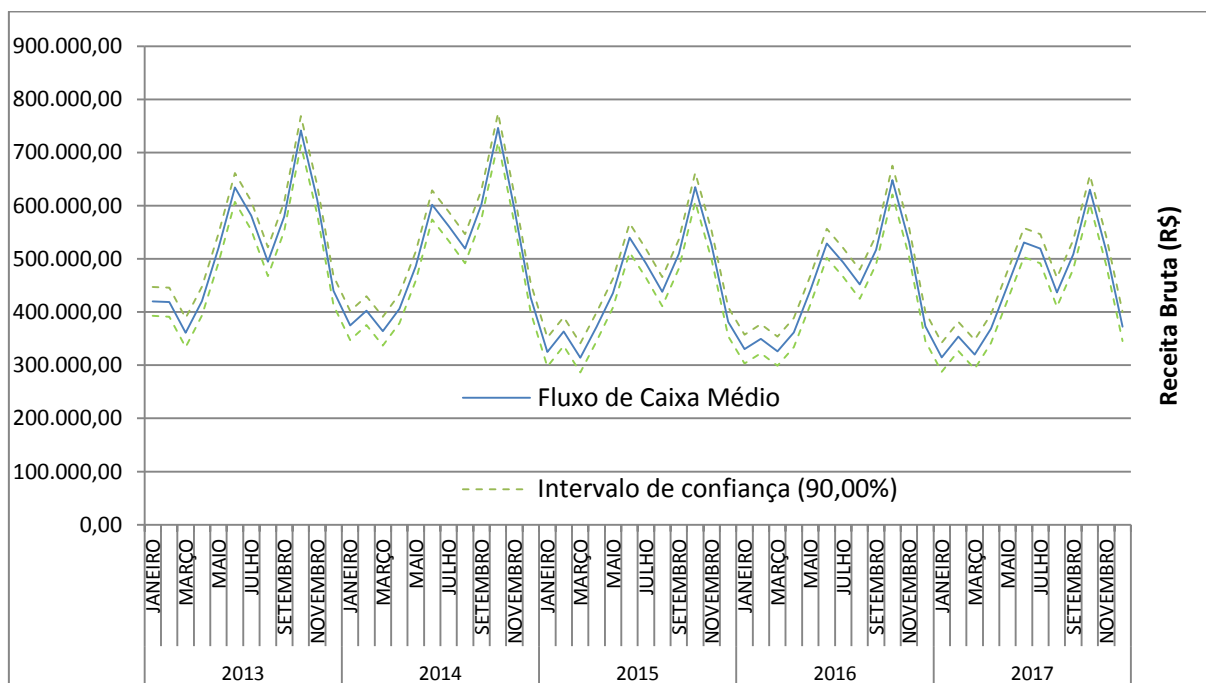


FIGURA 65 – Fluxo de receita médio mensal das 1000 séries sintéticas geradas pelo modelo CARMA da PCH São Jorge para o período estudado, com venda de energia no MRE.
FONTE: O AUTOR (2015)

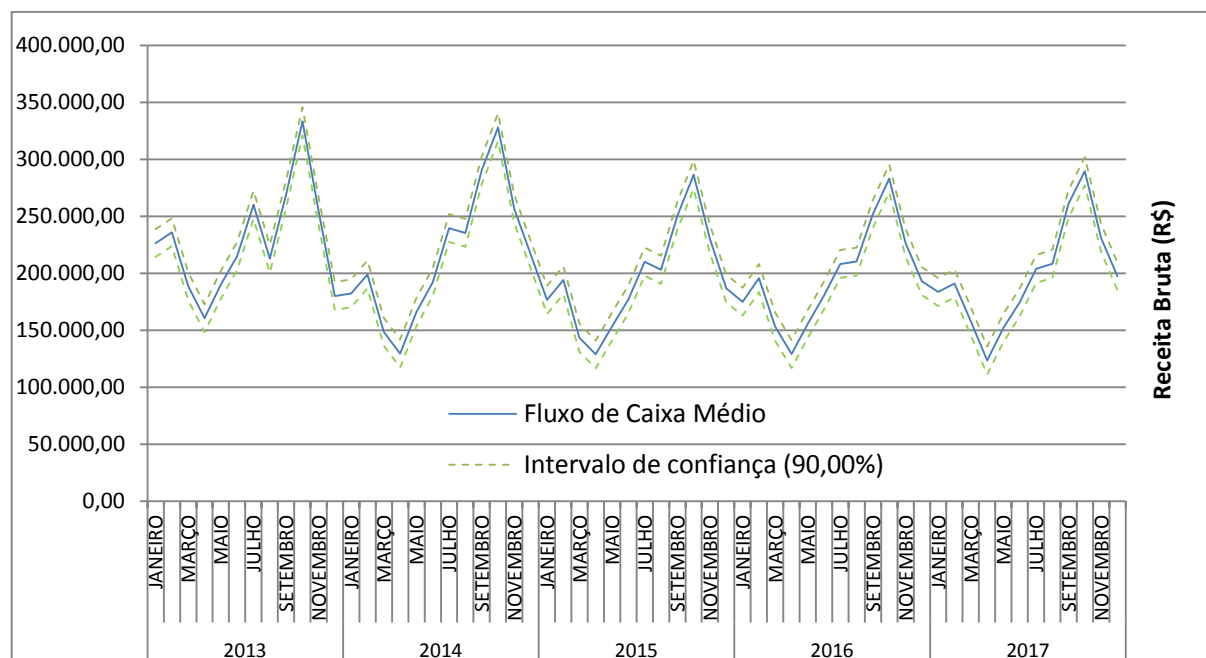


FIGURA 66 – Fluxo de receita médio mensal das 1000 séries sintéticas geradas pelo modelo CARMA da PCH Pito para o período estudado, com venda de energia no MRE.
FONTE: O AUTOR (2015)

Na Tabela 40 é mostrado o fluxo de caixa da geração e a TIR das séries sintéticas do modelo CARMA(1,0) para 20 anos das PCH's: São Jorge e Pito. Os valores negativos iniciais são referentes aos custos de implantação das usinas como mostrados nas Tabelas 13 e 17. Para se obter, as receitas líquidas foi descontado 1% do faturamento bruto mensal, que é para manutenção e operação, além dos impostos mostrados na Tabela 10.

Tabela 40 – Fluxo de caixa usando séries sintéticas do modelo CARMA (R\$) das PCH's estudadas no MRE

Ano	PCH São Jorge (x10 ³)	PCH Pito (x10 ³)
2012	-62.794	-25.188
2013	4.938	2.162
2014	4.900	2.036
2015	3.881	1.820
2016	3.911	1.840
2017	3.732	1.850
2018	6.432	2.693
2019	6.378	2.957
2020	5.833	2.682
2021	5.829	2.685
2022	5.842	2.693
2023	6.470	2.711
2024	5.862	2.702
2025	5.879	2.702
2026	5.877	2.705
2027	5.893	2.715
2028	6.524	2.735
2029	5.919	2.725
2030	5.942	2.728
2031	5.944	2.733
2032	5.965	2.747
TIR	5,88%	7,26%

FONTE: O AUTOR (2015)

C) PCH's no MRE com usina de biomassa por contrato bilateral

Na Tabela 41 são apresentados os resultados dos parâmetros estatísticos das receitas referentes a duas PCH's estudadas, enquadradas no MRE com usina de biomassa, que vende a energia térmica produzida por contrato bilateral, modeladas pelo CARMA para geração de séries sintéticas.

Tabela 41 – Estatísticas das receitas (R\$) geradas a partir das séries sintéticas pelo modelo CARMA no MRE com usina de biomassa

Parâmetros estatísticos	PCH São Jorge	PCH Pito
Média	1.110.959	845.394
Erro padrão	99.479	93.018
Mediana	1.239.694	948.345
Desvio padrão	770.566	720.517
Variância da amostra	5,94E+11	5,19E+11
Excesso de Curtose	0,33	0,55
Assimetria	0,28	0,27
Contagem (número de meses)	60	60
Nível de confiança (95,0%)	199.058	186.129

FONTE: O AUTOR (2015)

Na Tabela 41 a PCH São Jorge, para um período de 60 meses, apresenta receitas totais com média de R\$ 1.110.959 que é o ponto onde mais se concentram os dados da distribuição, com uma dispersão estatística de R\$ 770.566, com um intervalo de confiança de R\$ 199.058 (este valor indica a probabilidade de 95,00% de um evento ocorrer). Para PCH Pito as receitas obtidas em torno da média foi R\$ 845.394, com um desvio padrão de R\$ 720.517 e intervalo de confiança de R\$ 186.129. Para este caso, os fluxos de receitas totais médias de ambas as PCH's foram maiores que as outras duas simulações.

Nas Figuras: 67 e 68 são possíveis visualizar o fluxo de receitas médias mensais das PCH's: São Jorge e Pito, respectivamente, das 1000 séries sintéticas geradas para os 60 meses estudados, sendo estas usinas enquadradas do MRE, com uma usina de biomassa operando, em contrato bilateral. Neste caso, o fluxo de receitas sofreu influências das sazonalidades: (i) do plantio da biomassa e (ii) da vazão dos rios estudados. A colheita da biomassa foi o que mais influenciou o fluxo de receitas.

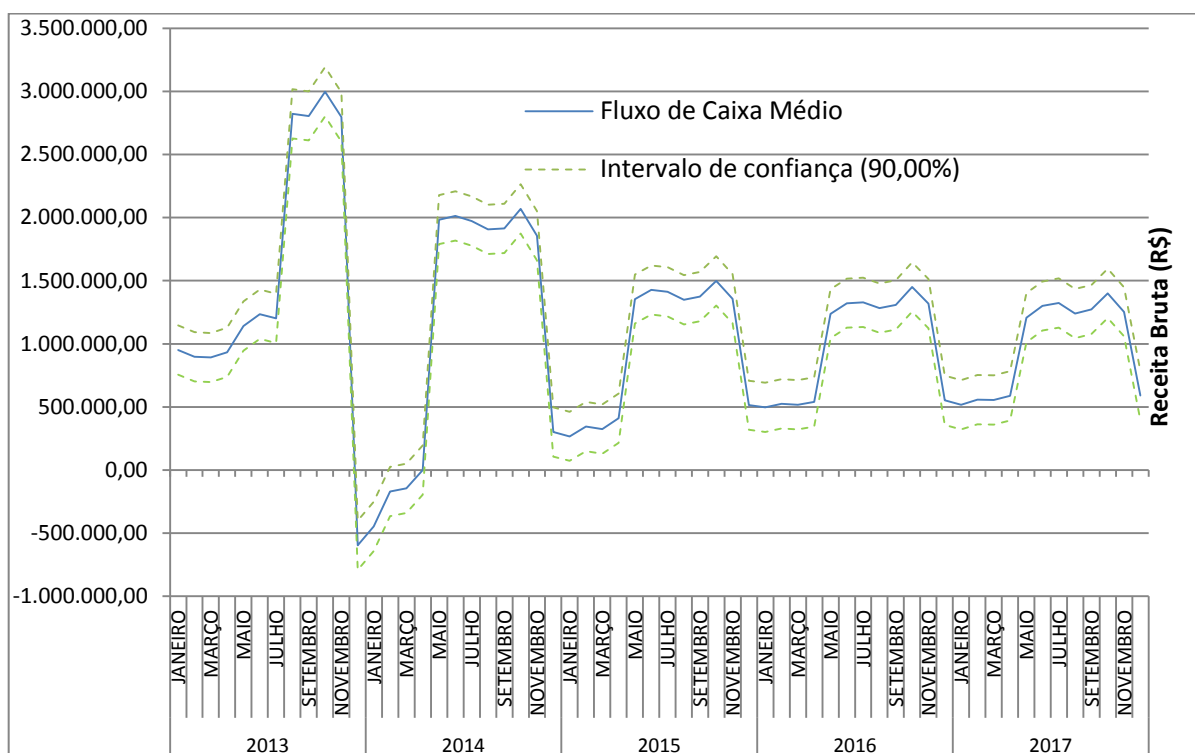


FIGURA 67 – Fluxo de receita médio mensal das 1000 séries sintéticas geradas pelo modelo CARMA da PCH São Jorge para o período estudado, com venda de energia no MRE e uma usina de biomassa que opera por contrato bilateral
FONTE: O AUTOR (2015)

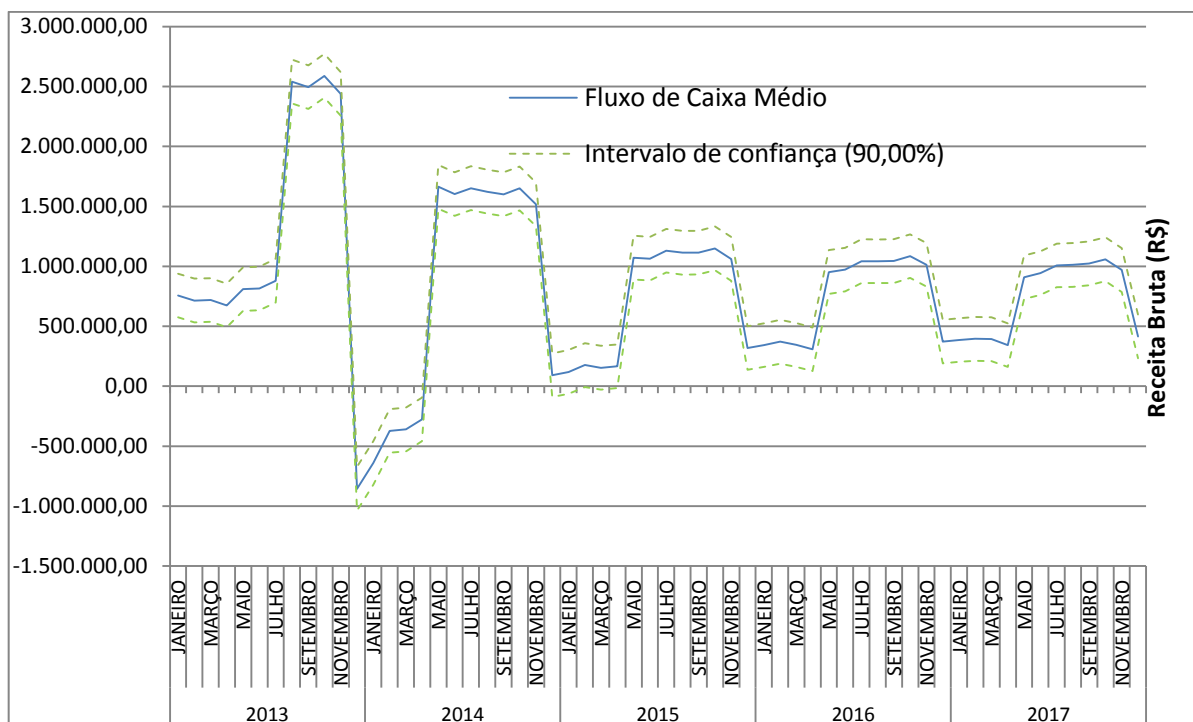


FIGURA 68 – Fluxo de receita médio mensal das 1000 séries sintéticas geradas pelo modelo CARMA da PCH Pito para o período estudado, com venda de energia no MRE e uma usina de biomassa que opera por contrato bilateral
FONTE: O AUTOR (2015)

Na Tabela 42 é mostrado o fluxo de caixa da geração e a TIR das séries sintéticas do modelo CARMA(1,0) para 20 anos das PCH's: São Jorge e Pito. Os valores negativos iniciais são referentes aos custos de implantação das usinas como mostrados nas Tabelas 13 e 17. Para se obter, as receitas líquidas foi descontado 1% do faturamento bruto mensal, que é para manutenção e operação, além dos impostos mostrados na Tabela 10.

Tabela 42 – Fluxo de caixa usando séries sintéticas do modelo CARMA (R\$) das PCH's estudadas no MRE e com usina de biomassa com contrato bilateral

Ano	PCH São Jorge (x10 ³)	PCH Pito (x10 ³)
2012	-81.612	-44.006
2013	15.196	12.474
2014	10.924	8.198
2015	9.488	7.215
2016	9.710	7.436
2017	9.639	7.404
2018	16.615	12.765
2019	12.392	8.898
2020	11.083	7.848
2021	11.298	8.043
2022	11.266	8.000
2023	16.653	12.783
2024	11.876	8.642
2025	11.128	7.867
2026	11.346	8.063
2027	11.318	8.022
2028	16.707	12.808
2029	11.933	8.665
2030	11.192	7.893
2031	11.413	8.091
2032	11.390	8.053
TIR	13,62%	20,34%

FONTE: O AUTOR (2015)

D) PCH's no mercado livre de energia com usina de biomassa por contrato bilateral

Os cálculos foram realizados em planilhas no Excel versão 2010, de acordo com o método descrito no capítulo 3, item 3.3 na hipótese (D). Na Tabela 43 são apresentados os resultados dos parâmetros estatísticos das receitas referentes as duas PCH's estudadas, enquadradas no mercado livre de energia com usina de biomassa, que vende a energia térmica produzida por contrato bilateral.

Tabela 43 – Estatísticas das receitas (R\$) geradas a partir das séries sintéticas pelo modelo CARMA no mercado livre com usina de biomassa

Parâmetros estatísticos	PCH São Jorge	PCH Pito
Média	1.332.819	1.008.886
Erro padrão	118.237	100.112
Mediana	1.401.719	1.049.801
Desvio padrão	915.864	775.464
Variância da amostra	8,39E+11	6,01E+11
Excesso de Curtose	1,12	1,33
Assimetria	0,67	0,78
Contagem (número de meses)	60	60
Nível de confiança (95,0%)	236.592	200.323

FONTE: O AUTOR (2015)

Na Tabela 43 a PCH São Jorge, para um período de 60 meses, possuem receitas totais com média de R\$ 1.332.819 que é o ponto onde mais se concentram os dados da distribuição, com uma dispersão estatística de R\$ 915.864, com um intervalo de confiança de R\$ 236.592 (este valor indica a probabilidade de 95,00% de um evento ocorrer). Para PCH Pito as receitas obtidas em torno da média foi R\$ 1.008.886, com um desvio padrão de R\$ 775.464 e intervalo de confiança de R\$ 200.323.

Nas Figuras: 69 e 70 são possíveis visualizar o fluxo de receitas médias mensais das PCH's: São Jorge e Pito, respectivamente, das 1000 séries sintéticas geradas para os 60 meses estudados, sendo estas usinas enquadradas no mercado livre, com uma usina de biomassa operando, em contrato bilateral. Neste caso, o fluxo de receitas sofreu influências das sazonalidades: (i) do plantio da biomassa e (ii) da vazão dos rios estudados. A colheita da biomassa foi o que mais influenciou o fluxo de receitas. Mesmo com fluxo de receitas médias mensais ora no negativo, é o investimento que obteve a maior atratividade financeira, quando comparado com as outras três hipóteses.

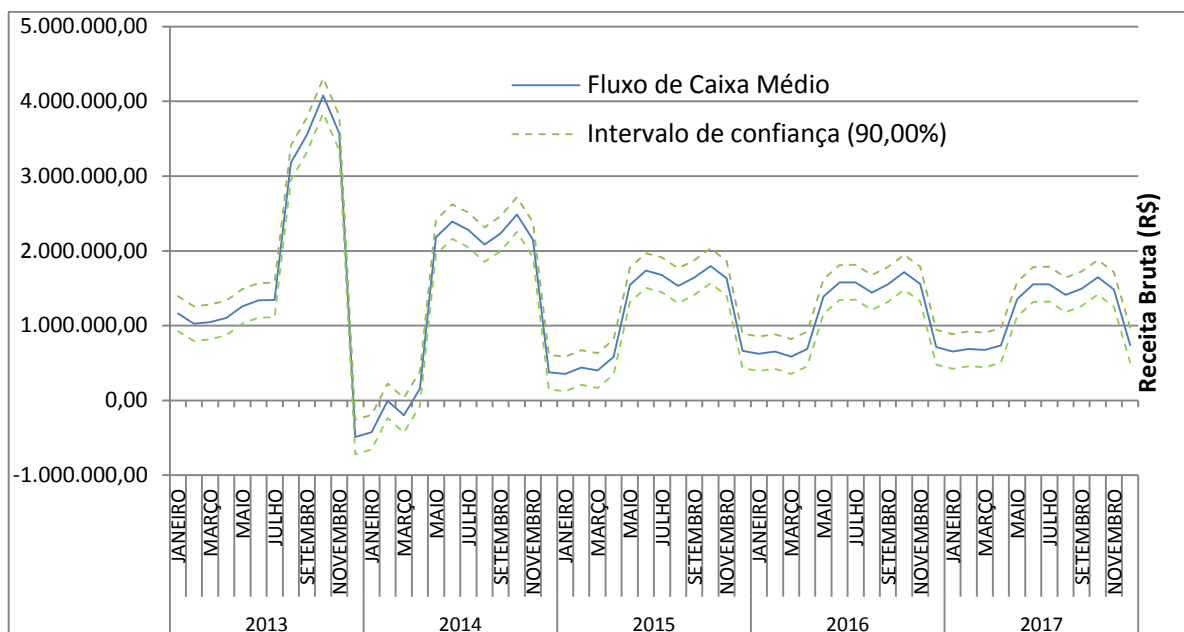


FIGURA 69 – Fluxo de receita médio mensal das 1000 séries sintéticas geradas pelo modelo CARMA da PCH São Jorge para o período estudado, com venda de energia no mercado livre e uma usina de biomassa que opera por contrato bilateral
FONTE: O AUTOR (2015)

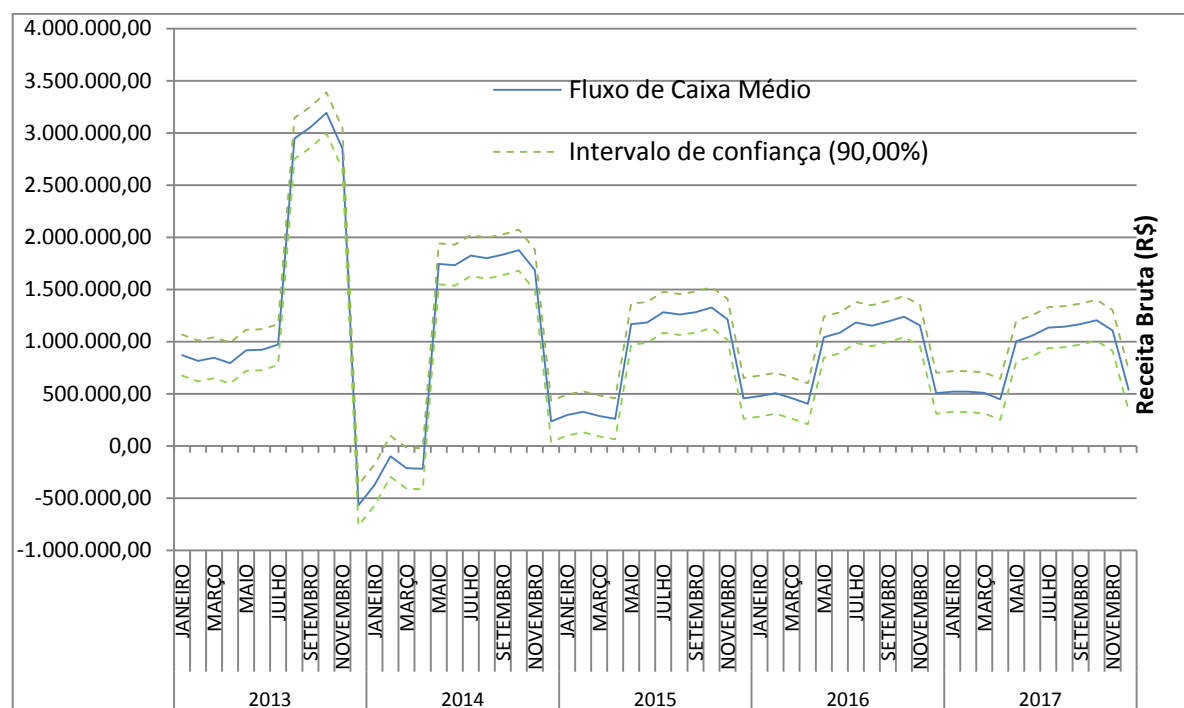


FIGURA 70 – Fluxo de receita médio mensal das 1000 séries sintéticas geradas pelo modelo CARMA da PCH Pito para o período estudado, com venda de energia no mercado livre e uma usina de biomassa que opera por contrato bilateral
FONTE: O AUTOR (2015)

Na Tabela 44 é mostrado o fluxo de caixa da geração e a TIR das séries sintéticas do modelo CARMA(1,0) para 20 anos das PCH's: São Jorge e Pito. Os valores negativos iniciais são referentes aos custos de implantação das usinas como mostrados nas Tabelas 13 e 17. Para se obter, as receitas líquidas foi descontado 1% do faturamento bruto mensal, que é para manutenção e operação, além dos impostos mostrados na Tabela 10.

Tabela 44 – Fluxo de caixa usando séries sintéticas do modelo CARMA (R\$) das PCH's estudadas no mercado livre e com usina de biomassa com contrato bilateral

Ano	PCH São Jorge (x10 ³)	PCH Pito (x10 ³)
2012	-81.612	-44.006
2013	18.828	15.261
2014	13.101	9.872
2015	11.589	8.571
2016	11.653	8.825
2017	11.577	8.805
2018	19.858	15.171
2019	15.712	10.943
2020	15.062	10.211
2021	15.231	10.360
2022	15.204	10.377
2023	19.858	15.171
2024	15.712	10.943
2025	15.062	10.211
2026	15.231	10.360
2027	15.204	10.377
2028	19.858	15.171
2029	15.712	10.943
2030	15.062	10.211
2031	15.231	10.360
2032	15.204	10.377
TIR	17,69%	25,28%

FONTE: O AUTOR (2015)

ANEXO 8 – RESULTADOS DOS CENÁRIOS DO MODELO PAR(p)

Neste item são apresentados os resultados parciais das vazões sintéticas geradas pelo modelo PAR(p).

A) PCH's no mercado livre de energia

Com os cálculos foram realizados em planilhas no Excel versão 2010, de acordo com o método descrito capítulo 3, item 3.3, na hipótese (A). Na Tabela 45 são apresentados os resultados dos parâmetros estatísticos das receitas referentes das PCH's estudadas, enquadradas no mercado livre de energia.

Tabela 45 – Estatísticas das receitas (R\$) geradas a partir das séries sintéticas pelo modelo PAR(p)

Item	PCH São Jorge (R\$)	PCH Pito (R\$)
Média	715.380	446.376
Erro padrão	39.644	21.211
Mediana	681.792	398.939
Desvio padrão	307.082	164.307
Variância da amostra	9,43E+10	2,70E+10
Excesso de Curtose	4,12	6,37
Assimetria	1,59	2,14
Contagem (número de meses)	60	60
Nível de confiança (95,0%)	79.327	42.445

FONTE: O AUTOR (2015)

A PCH São Jorge, para um período de 60 meses, apresentou receitas totais com médias de R\$ 715.380 que é o ponto onde mais se concentram os dados da distribuição, enquanto que a PCH Pito obteve R\$ 446.376.

Na Figura 71 é possível visualizar o fluxo de receitas médias mensais da PCH São Jorge obtidas das 1000 séries sintéticas geradas para os 60 meses estudados, que sofrem influências climatológicas. Na época seca (janeiro a maio) do Rio das Antas as receitas são menores que o período úmido.

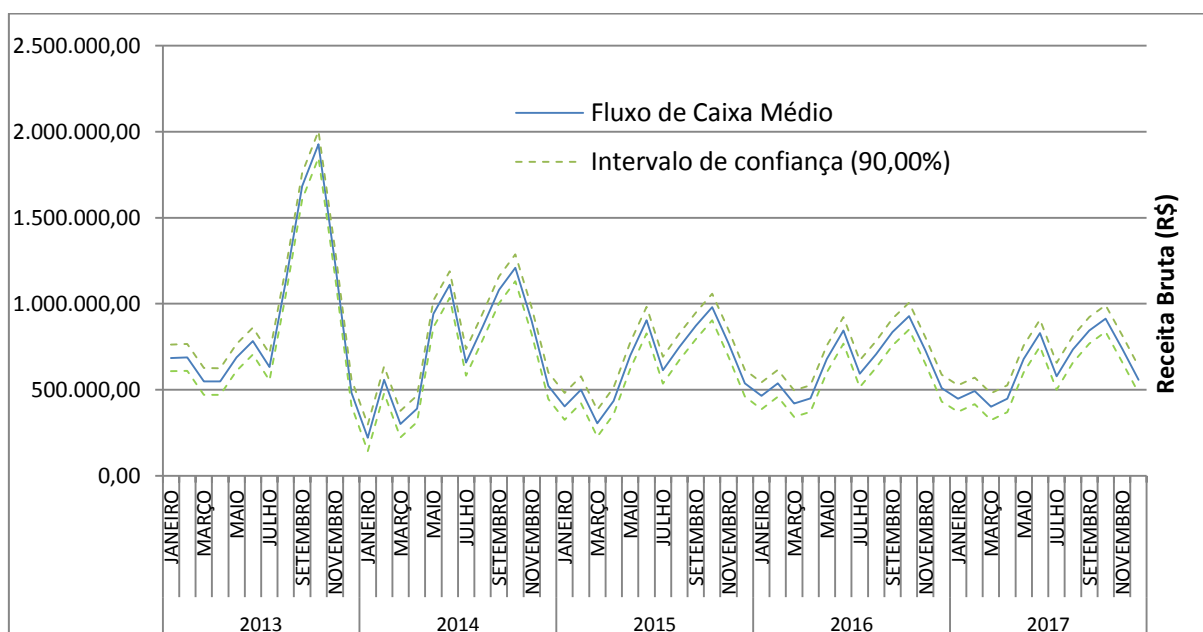


FIGURA 71 – Fluxo de receita médio mensal das 1000 séries sintéticas geradas pelo modelo PAR(p) da PCH São Jorge para o período estudado, com venda de energia no mercado livre
FONTE: O AUTOR (2015)

No período de novembro a maio, a pluviosidade ocorrida na região do Rio Lajeado Passo Grande é menor que no restante do ano. Com isso, as vazões afluentes geradas também são menores nesta época. Isto afeta diretamente o fluxo de receitas brutas obtidas (ver Figura 72).

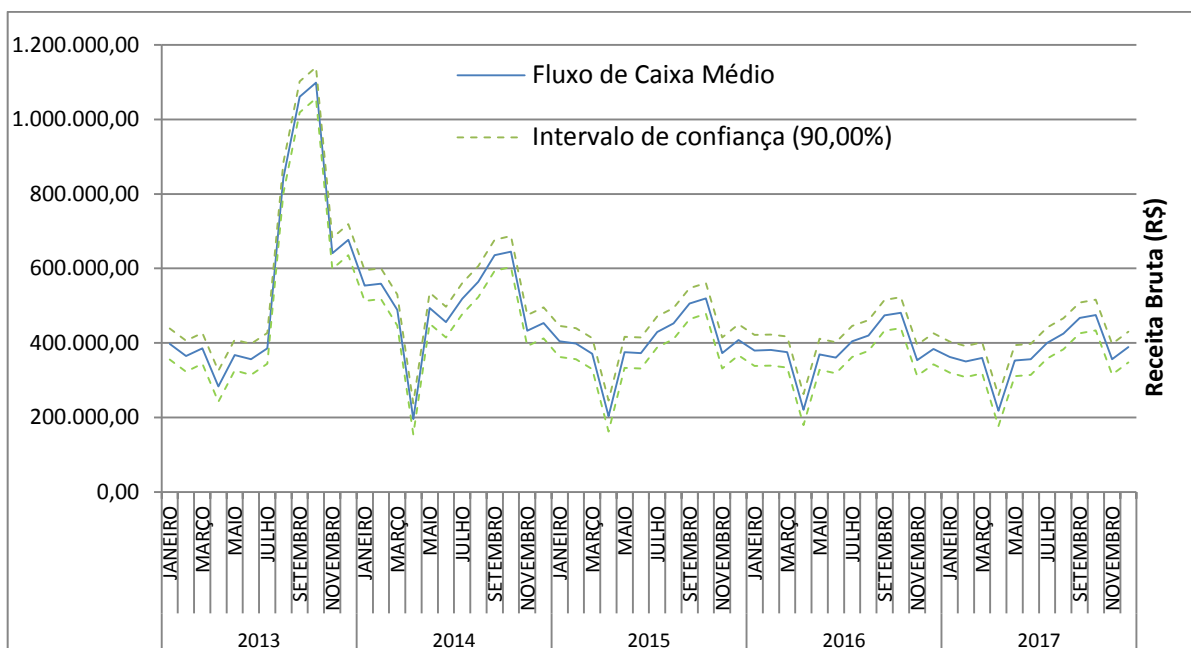


FIGURA 72 – Fluxo de receita médio mensal das 1000 séries sintéticas geradas pelo modelo PAR(p) da PCH Pito para o período estudado, com venda de energia no mercado livre
FONTE: O AUTOR (2015)

Na Tabela 46 é mostrado o fluxo de caixa da geração e a TIR das séries sintéticas do modelo PAR(12) para 20 anos das PCH's: São Jorge e Pito. Os valores negativos iniciais são referentes aos custos de implantação das usinas como mostrados nas Tabelas 13 e 17. Para se obter, as receitas líquidas foi descontado 1% do faturamento bruto mensal, que é para manutenção e operação, além dos impostos mostrados na Tabela 10.

Tabela 46 – Fluxo de caixa usando séries sintéticas do modelo PAR(p) (R\$) das PCH's no mercado livre

Ano	PCH São Jorge (x10 ³)	PCH Pito (x10 ³)
2012	-62.794	-25.188
2013	9.143	5.823
2014	7.130	5.060
2015	6.252	4.011
2016	6.187	3.825
2017	6.164	3.743
2018	9.814	5.619
2019	9.650	5.630
2020	9.600	5.583
2021	9.642	5.652
2022	9.735	5.617
2023	9.814	5.619
2024	9.650	5.630
2025	9.600	5.583
2026	9.642	5.652
2027	9.735	5.617
2028	9.814	5.619
2029	9.650	5.630
2030	9.600	5.583
2031	9.642	5.652
2032	9.735	5.617
TIR	12,09%	19,50%

FONTE: O AUTOR (2015)

B) PCH's no MRE

Os cálculos foram realizados em planilhas no Excel versão 2010, de acordo com o método descrito capítulo 3, item 3.3 na hipótese (B). Na Tabela 47 são apresentados os resultados dos parâmetros estatísticos das receitas referentes a duas PCH's estudadas enquadradas no MRE.

Tabela 47 – Estatísticas das receitas (R\$) geradas a partir das séries sintéticas pelo modelo PAR(p) no MRE.

Item	PCH São Jorge (R\$)	PCH Pito (R\$)
Média	482.220	254.118
Erro padrão	15.930	7.466
Mediana	488.132	249.653
Desvio padrão	123.397	57.838
Variância da amostra	1,52E+10	3,35E+09
Excesso de Curtose	-0,56	0,83
Assimetria	0,38	-0,23
Contagem (número de meses)	60	60
Nível de confiança (95,0%)	31.876	14.941

FONTE: O AUTOR (2015)

Na Tabela 47 a PCH São Jorge, para um período de 60 meses, apresentam receitas totais com média de R\$ 482.220 que é o ponto onde mais se concentram os dados da distribuição, com uma dispersão estatística de R\$ 123.397, com um intervalo de confiança de R\$ 31.876 (este valor indica a probabilidade de 95,00% de um evento ocorrer). Para PCH Pito as receitas obtidas em torno da média foi R\$ 254.118, com um desvio padrão de R\$ 57.838 e intervalo de confiança de R\$ 14.941.

Na Figura 73 é possível visualizar o fluxo de receitas médias mensais da PCH São Jorge a partir das 1000 séries sintéticas geradas para os 60 meses estudados, sendo estas usinas enquadradas no MRE, sofrem influência das vazões sintéticas produzidas. No período seco (janeiro a maio) do Rio das Antas as receitas são menores que o período úmido. O fluxo de receitas do MRE foram inferiores aos do mercado livre. Na Figura 74 é possível visualizar o fluxo de receitas médias mensais da PCH Pito das 1000 séries sintéticas geradas para os 60 meses estudados que sofrem influência das vazões sintéticas produzidas. No período seco

(novembro a maio) do Rio Lajeado Passo Grande as receitas são menores que o período úmido.

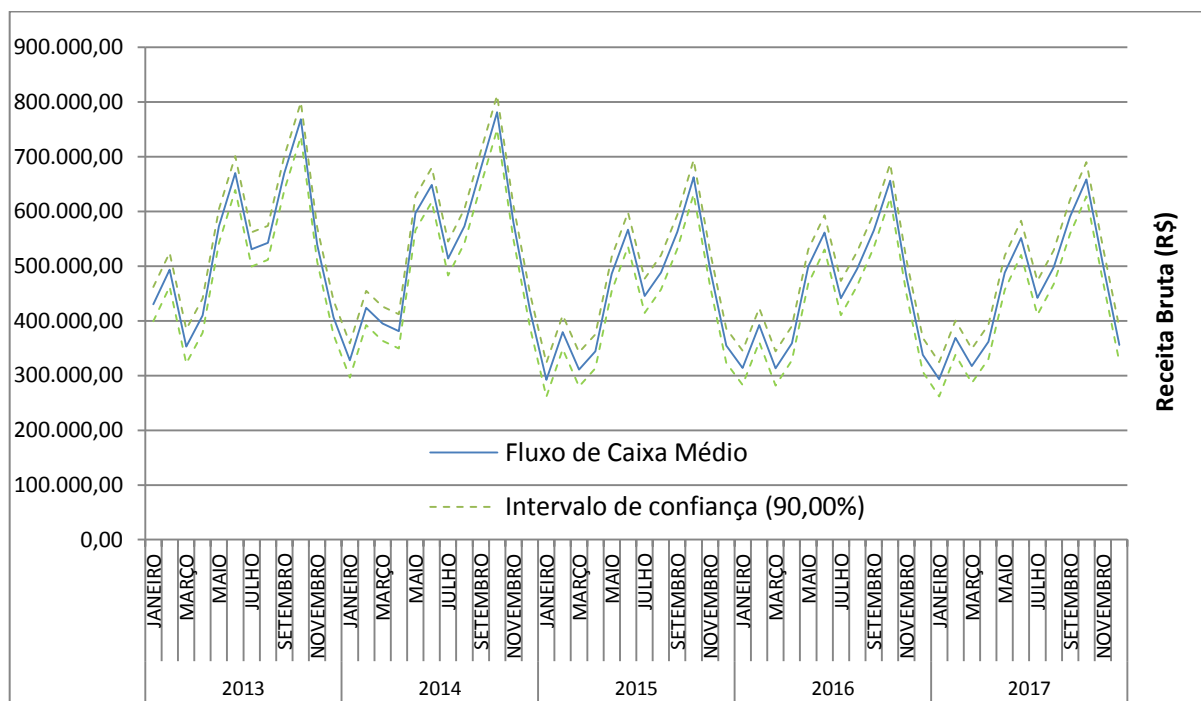


FIGURA 73 – Fluxo de receita médio mensal das 1000 séries sintéticas geradas pelo modelo PAR(p) da PCH São Jorge para o período estudado, com venda de energia no MRE.
FONTE: O AUTOR (2015)

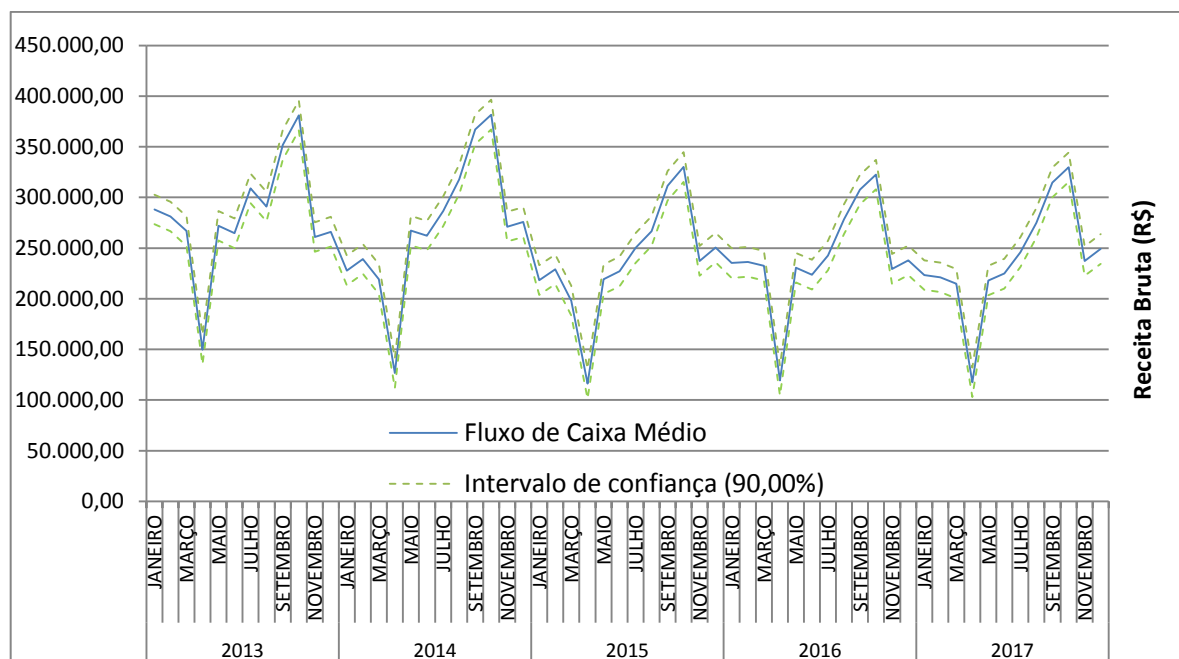


FIGURA 74 – Fluxo de receita médio mensal das 1000 séries sintéticas geradas pelo modelo PAR(p) da PCH Pito para o período estudado, com venda de energia no MRE.
FONTE: O AUTOR (2015)

Na Tabela 48 é mostrado o fluxo de caixa da geração e a TIR das séries sintéticas do modelo PAR(12) para 20 anos das PCH's: São Jorge e Pito. Os valores negativos iniciais são referentes aos custos de implantação das usinas como mostrados nas Tabelas 13 e 17. Para se obter, as receitas líquidas foi descontado 1% do faturamento bruto mensal, que é para manutenção e operação, além dos impostos mostrados na Tabela 10.

Tabela 48 – Fluxo de caixa usando séries sintéticas do modelo PAR(p) (R\$) das PCH's estudadas no MRE

Ano	PCH São Jorge (x10 ³)	PCH Pito (x10 ³)
2012	-62.794	-25.188
2013	5.027	2.240
2014	4.967	2.116
2015	4.145	1.772
2016	4.168	1.810
2017	4.180	1.788
2018	6.437	2.814
2019	5.737	3.123
2020	5.800	2.807
2021	5.167	2.798
2022	5.804	2.796
2023	6.479	2.845
2024	5.228	2.882
2025	5.846	2.842
2026	5.216	2.836
2027	5.859	2.836
2028	6.538	2.887
2029	5.289	2.928
2030	5.911	2.890
2031	5.284	2.889
2032	5.936	2.892
TIR	5,68%	7,69%

FONTE: O AUTOR (2015)

C) PCH's no MRE com usina de biomassa por contrato bilateral

Na Tabela 49 são apresentados os resultados dos parâmetros estatísticos das receitas referentes a duas PCH's estudadas, enquadradas no MRE com usina

de biomassa, que vende a energia térmica produzida por contrato bilateral, modeladas pelo PAR(p) para geração de séries sintéticas.

Tabela 49 – Estatísticas das receitas (R\$) geradas a partir das séries sintéticas pelo modelo PAR(p) no MRE com usina de biomassa

Item	PCH São Jorge	PCH Pito
Média	1.121.215	893.116
Erro padrão	101.397	93.654
Mediana	1.255.888	985.012
Desvio padrão	785.422	725.443
Variância da amostra	6,17E+11	5,26E+11
Excesso de Curtose	0,28	0,59
Assimetria	0,26	0,29
Contagem (número de meses)	60	60
Nível de confiança (95,0%)	202.896	187.401

FONTE: O AUTOR (2015)

A PCH São Jorge, para um período de 60 meses, possuem receitas totais com média de R\$ 1.121.215 que é o ponto onde mais se concentram os dados da distribuição, na PCH Pito as receitas obtidas em torno da média foi R\$ 893.116. Nestas hipóteses, ambas as PCH's tiveram maiores receitas brutas que os casos anteriores estudados.

Nas Figuras: 75 e 76 são possíveis visualizar o fluxo de receitas médias mensais das PCH's: São Jorge e Pito, respectivamente, das 1000 séries sintéticas geradas para os 60 meses estudados, sendo estas usinas enquadradas do MRE, com uma usina de biomassa operando, em contrato bilateral. Neste caso, o fluxo de receitas sofreu influências das sazonalidades: (i) do plantio da biomassa e (ii) da vazão dos rios estudados. A colheita da biomassa foi o que mais influenciou o fluxo de receitas.

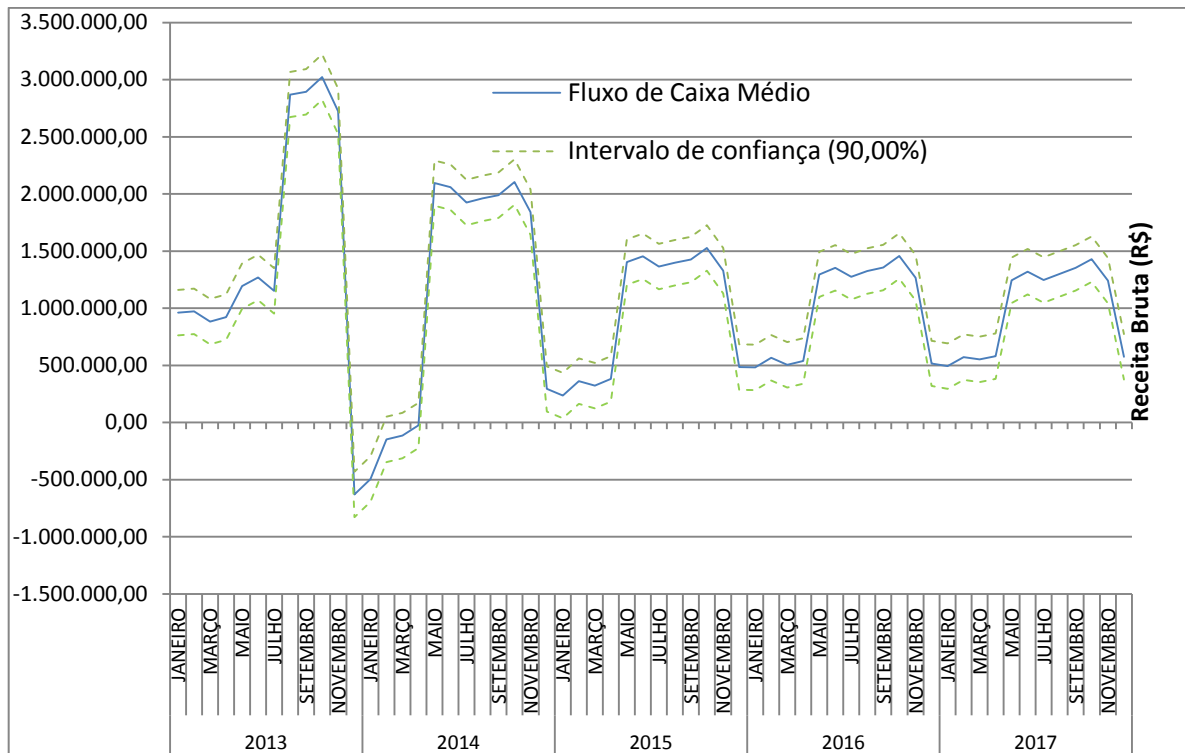


FIGURA 75 – Fluxo de receita médio mensal das 1000 séries sintéticas geradas pelo modelo PAR(p) da PCH São Jorge para o período estudado, com venda de energia no MRE e uma usina de biomassa que opera por contrato bilateral
FONTE: O AUTOR (2015)

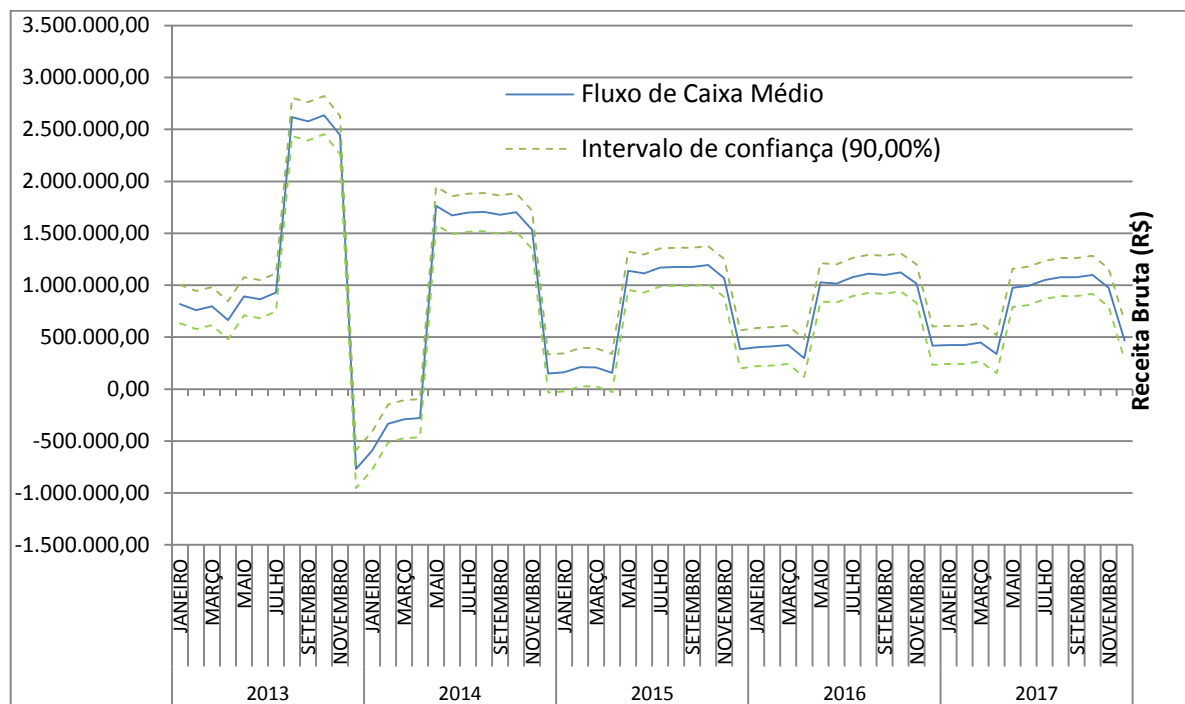


FIGURA 76 – Fluxo de receita médio mensal das 1000 séries sintéticas geradas pelo modelo PAR(p) da PCH Pito para o período estudado, com venda de energia no MRE e uma usina de biomassa que opera por contrato bilateral
FONTE: O AUTOR (2015)

Na Tabela 50 é mostrado o fluxo de caixa da geração e a TIR das séries sintéticas do modelo PAR(12) para 20 anos das PCH's: São Jorge e Pito. Os valores negativos iniciais são referentes aos custos de implantação das usinas como mostrados nas Tabelas 13 e 17. Para se obter, as receitas líquidas foi descontado 1% do faturamento bruto mensal, que é para manutenção e operação, além dos impostos mostrados na Tabela 10.

Tabela 50 – Fluxo de caixa usando séries sintéticas do modelo PAR(p) (R\$) das PCH's estudadas no MRE e com usina de biomassa com contrato bilateral

Ano	PCH São Jorge (x10 ³)	PCH Pito (x10 ³)
2012	-81.612	-44.006
2013	15.339	13.055
2014	11.129	8.782
2015	9.539	7.670
2016	9.763	7.909
2017	9.733	7.845
2018	16.648	13.466
2019	11.780	9.497
2020	11.124	8.548
2021	10.722	8.787
2022	11.327	8.761
2023	16.690	2.997
2024	11.271	2.906
2025	11.171	3.000
2026	10.771	3.041
2027	11.382	3.059
2028	16.748	3.039
2029	11.332	2.952
2030	11.236	3.048
2031	10.840	3.094
2032	11.459	3.115
TIR	13,56%	19,18%

FONTE: O AUTOR (2015)

D) PCH's no mercado livre de energia com usina de biomassa por contrato bilateral

Os cálculos foram realizados em planilhas no Excel versão 2010, de acordo com o método descrito capítulo 3, item 3.3 na hipótese (D). Na Tabela 51 são apresentados os resultados dos parâmetros estatísticos das receitas referentes as duas PCH's estudadas, enquadradas no mercado livre de energia com usina de biomassa, que vende a energia térmica produzida por contrato bilateral.

Tabela 51 – Estatísticas das receitas (R\$) geradas a partir das séries sintéticas pelo modelo PAR(p) no mercado livre com usina de biomassa

Item	PCH São Jorge	PCH Pito
Média	1.354.382	1.085.378
Erro padrão	124.993	102.487
Mediana	1.431.610	1.117.141
Desvio padrão	968.194	793.861
Variância da amostra	9,37E+11	6,30E+11
Excesso de Curtose	1,10	1,45
Assimetria	0,65	0,92
Contagem (número de meses)	60	60
Nível de confiança (95,0%)	250.111	205.076

FONTE: O AUTOR (2015)

Nesta hipótese, ambas as PCH's estudadas obtiveram maiores receitas brutas totais médias dentre as quatro simulações realizadas para o modelo PAR(p), R\$ 1.354.382 para a PCH São Jorge e R\$ 1.085.378 para a PCH Pito.

Nas Figuras 77 e 78 são possíveis visualizar o fluxo de receitas médias mensais das PCH's: São Jorge e Pito, respectivamente, das 1000 séries sintéticas geradas para os 60 meses estudados, sendo estas usinas enquadradas no mercado

livre, com uma usina de biomassa operando, em contrato bilateral. Neste caso, o fluxo de receitas sofreu influências das sazonalidades: (i) do plantio da biomassa e (ii) da vazão dos rios estudados. A colheita da biomassa foi o que mais influenciou o fluxo de receitas.

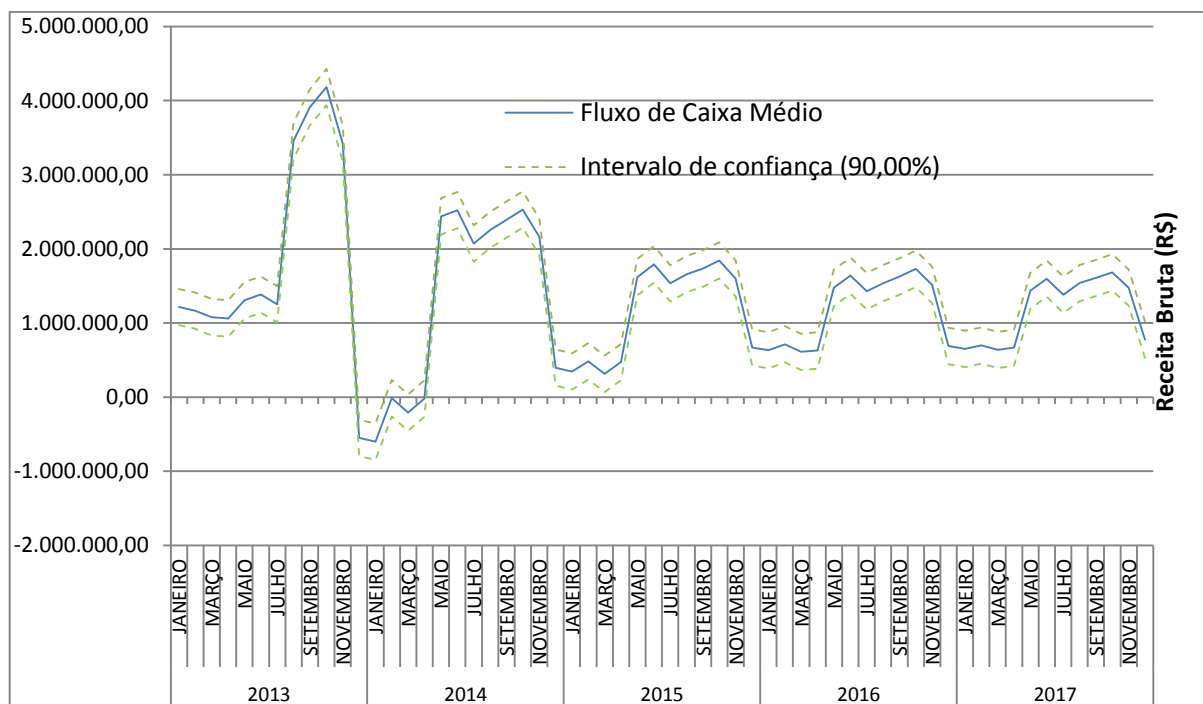


FIGURA 77 – Fluxo de receita médio mensal das 1000 séries sintéticas geradas pelo modelo PAR(p) da PCH São Jorge para o período estudado, com venda de energia no mercado livre e uma usina de biomassa que opera por contrato bilateral
FONTE: O AUTOR (2015)

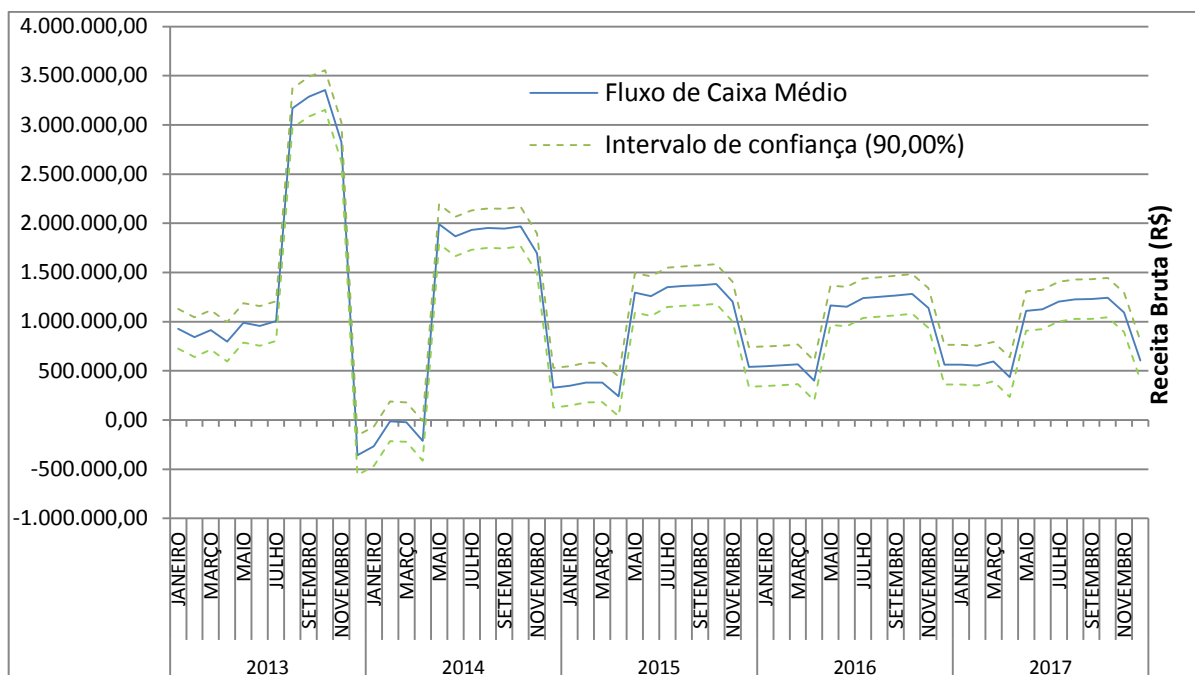


FIGURA 78 – Fluxo de receita médio mensal das 1000 séries sintéticas geradas pelo modelo PAR(p) da PCH Pito para o período estudado, com venda de energia no mercado livre e uma usina de biomassa que opera por contrato bilateral
FONTE: O AUTOR (2015)

Na Tabela 52 é mostrado o fluxo de caixa da geração e a TIR das séries sintéticas do modelo PAR(12) para 20 anos das PCH's: São Jorge e Pito. Os valores negativos iniciais são referentes aos custos de implantação das usinas como mostrados nas Tabelas 13 e 17. Para se obter, as receitas líquidas foi descontado 1% do faturamento bruto mensal, que é para manutenção e operação, além dos impostos mostrados na Tabela 10.

Tabela 52 – Fluxo de caixa usando séries sintéticas do modelo PAR(p) (R\$) das PCH's estudadas no mercado livre e com usina de biomassa com contrato bilateral

Ano	PCH São Jorge (x10 ³)	PCH Pito (x10 ³)
2012	-81.612	-44.006
2013	20.019	16.135
2014	13.856	11.222
2015	12.211	9.405
2016	12.347	9.421
2017	12.282	9.296
2018	20.689	15.930
2019	16.376	11.792
2020	15.559	10.978
2021	15.802	11.248
2022	15.852	11.171
2023	20.689	15.930
2024	16.376	11.792
2025	15.559	10.978
2026	15.802	11.248
2027	15.852	11.171
2028	20.689	15.930
2029	16.376	11.792
2030	15.559	10.978
2031	15.802	11.248
2032	15.852	11.171
TIR	18,68%	27,38%

FONTE: O AUTOR (2015)

ANEXO 9 – RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES DA REPOTENCIAÇÃO DA PCH SÃO JORGE (9,5 MW E 5,19 MW DE ENERGIA GARANTIDA) COM O MODELO PAR(p) – UTILIZADO NO GEVAZP

Neste item são apresentados os resultados das vazões sintéticas geradas pelo modelo PAR(p).

A) PCH's no mercado livre de energia

Os cálculos foram realizados em planilhas no Excel versão 2010, de acordo com o método descrito no item 3.0, item 3.3 na hipótese (A). Na Tabela 53 são apresentados os resultados dos parâmetros estatísticos das receitas referentes a PCH estudada, enquadrada no mercado livre de energia.

Tabela 53 – Estatísticas das receitas (R\$) geradas da PCH São Jorge repotencializada, a partir das séries sintéticas pelo modelo PAR(p)

Parâmetro estatístico	PCH São Jorge (R\$)
Média	758.899
Erro padrão	45.787
Mediana	719.300
Desvio padrão	354.666
Variância da amostra	1,26E+11
Excesso de Curtose	4,95
Assimetria	1,76
Contagem (número de meses)	60
Nível de confiança (95,0%)	91.620

FONTE: O AUTOR (2015)

Na Tabela 53 a PCH São Jorge com repotenciação, para um período de 60 meses, possui receitas totais com média de R\$ 758.899 que é o ponto no qual mais se concentram os dados da distribuição, com uma dispersão estatística de R\$ 354.666, com um intervalo de confiança de R\$ 91.620 (este valor indica a probabilidade de 95,00% de um evento ocorrer).

Na Figura 79 é possível visualizar o fluxo de receitas médias mensais da PCH São Jorge com repotenciação obtidas das 1000 séries sintéticas geradas para os 60 meses estudados, que sofrem influência das vazões sintéticas produzidas. No período seco (janeiro a maio) do Rio das Antas as receitas são menores que o período úmido.

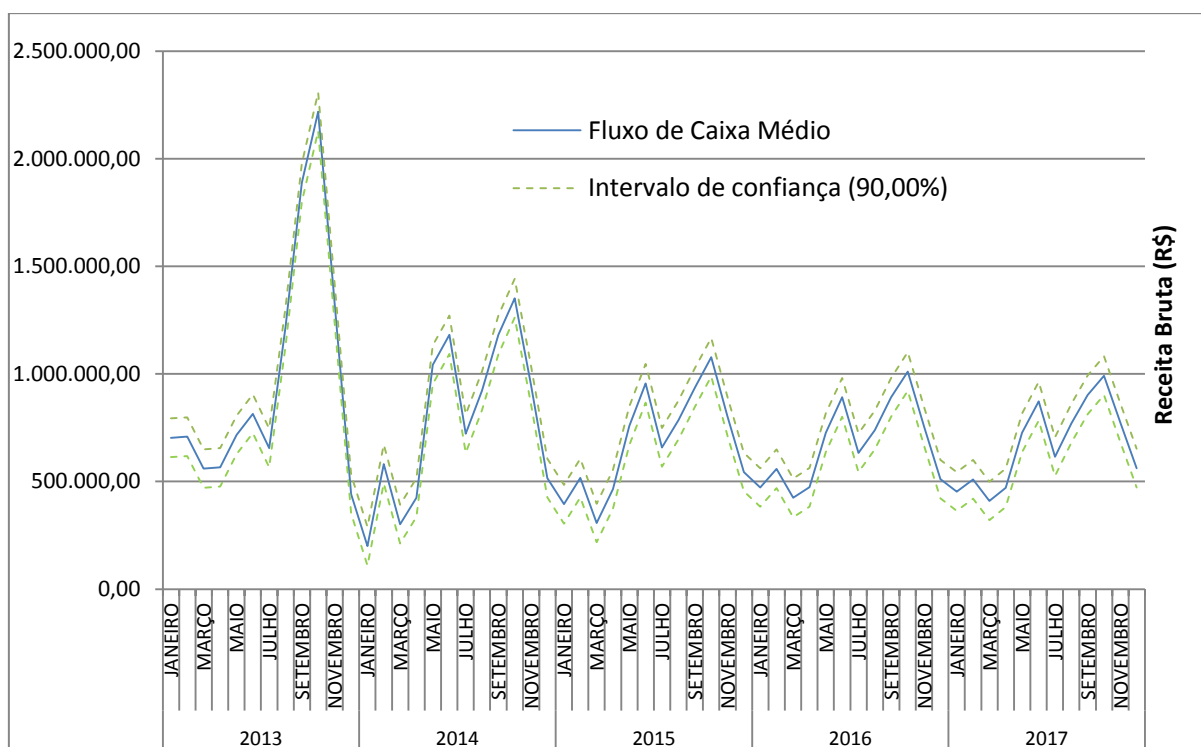


FIGURA 79 – Fluxo de receita médio mensal das 1000 séries sintéticas geradas pelo modelo PAR(p) da PCH São Jorge com repotenciação para o período estudado, com venda de energia no mercado livre
FONTE: O AUTOR (2015)

Na Tabela 54 é mostrado o fluxo de caixa da geração e a TIR das séries sintéticas do modelo PAR(p) para 20 anos da PCH São Jorge com repotenciação. Para se obter, as receitas líquidas foi descontado 1% do faturamento bruto mensal, que é para manutenção e operação, além dos impostos mostrados na Tabela 10.

Tabela 54 – Fluxo de caixa usando séries sintéticas do modelo PAR(p) (R\$) da PCH São Jorge com repotenciação no mercado livre

Ano	PCH São Jorge (x10 ³)
2012	-64.413
2013	9.815
2014	7.659
2015	6.620
2016	6.520
2017	6.494
2018	10.577
2019	10.450
2020	10.395
2021	10.437
2022	10.558
2023	10.577
2024	10.450
2025	10.395
2026	10.437
2027	10.558
2028	10.577
2029	10.450
2030	10.395
2031	10.437
2032	10.558
TIR	12,80%

FONTE: O AUTOR (2015)

B) PCH's no MRE

Os cálculos foram realizados em planilhas no Excel versão 2010, de acordo com o método descrito capítulo 3, item 3.3 hipótese (B). Na Tabela 55 são apresentados os resultados dos parâmetros estatísticos das receitas referentes a PCH São Jorge com repotenciação, enquadrada no MRE.

Tabela 55 – Estatísticas das receitas (R\$) geradas da PCH São Jorge com repotenciação, a partir das séries sintéticas pelo modelo PAR(p) para o MRE

Parâmetro estatístico	PCH São Jorge (R\$)
Média	483.165
Erro padrão	17.000
Mediana	487.161
Desvio padrão	131.683
Variância da amostra	1,73E+10
Excesso de Curtose	-0,52
Assimetria	0,40
Contagem (número de meses)	60
Nível de confiança (95,0%)	34.017

FONTE: O AUTOR (2015)

Na Tabela 55 a PCH São Jorge com repotenciação, para um período de 60 meses, possui receitas totais com média de R\$ 483.165 que é o ponto no qual mais se concentram os dados da distribuição, com uma dispersão estatística de R\$ 131.683, com um intervalo de confiança de R\$ 34.017 (este valor indica a probabilidade de 95,00% de um evento ocorrer).

Na Figura 80 é possível visualizar o fluxo de receitas médias mensais da PCH São Jorge com repotenciação a partir das 1000 séries sintéticas geradas para os 60 meses estudados, sendo estas usinas enquadradas no MRE, sofrem influência das vazões sintéticas produzidas. No período seco (janeiro a maio) do Rio das Antas as receitas são menores que o período úmido. O fluxo de receitas do MRE foram inferiores aos do mercado livre.

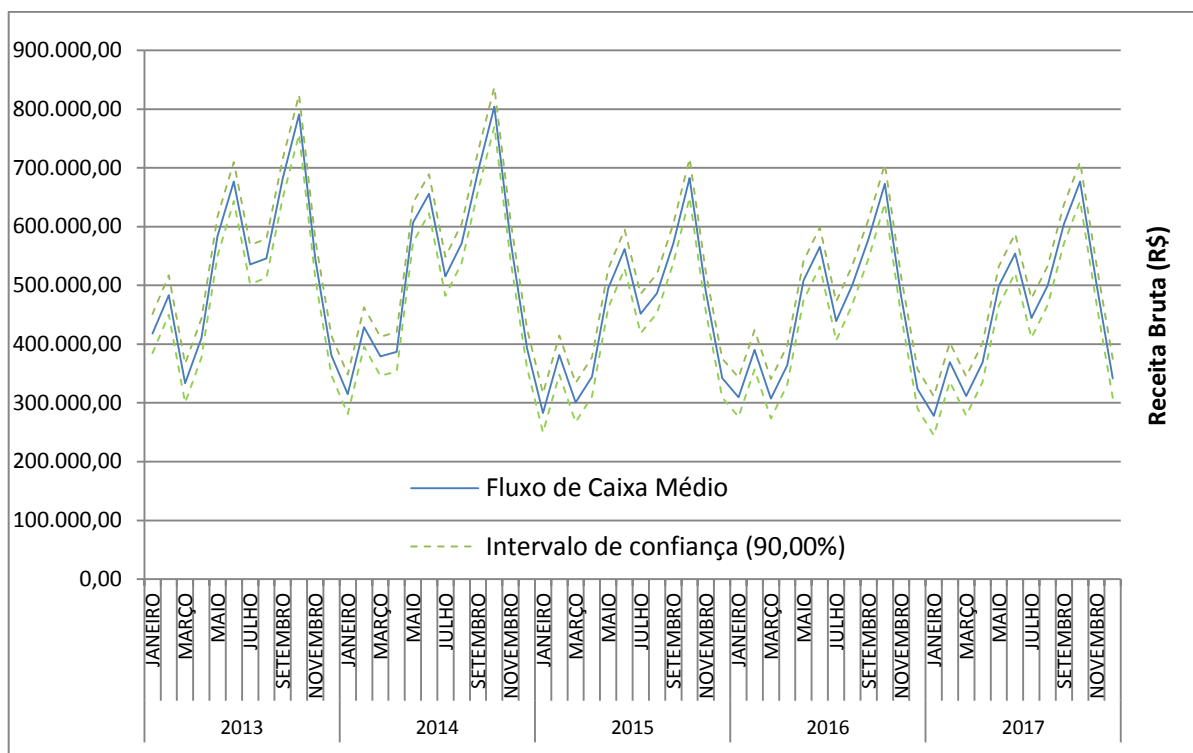


FIGURA 80 – Fluxo de receita médio mensal das 1000 séries sintéticas geradas pelo modelo PAR(p) da PCH São Jorge com repotenciação para o período estudado, com venda de energia no MRE.

FONTE: O AUTOR (2015)

Na Tabela 56 é mostrado o fluxo de caixa da geração e a TIR das séries sintéticas do modelo PAR(p) para 20 anos da PCH São Jorge com repotenciação. Para se obter, as receitas líquidas foi descontado 1% do faturamento bruto mensal, que é para manutenção e operação, além dos impostos mostrados na Tabela 10.

Tabela 56 – Fluxo de caixa usando séries sintéticas do modelo PAR(p) (R\$) da PCH São Jorge com repotenciação no MRE

Ano	PCH São Jorge (x10 ³)
2012	-64.413
2013	5.403
2014	5.343
2015	4.521
2016	4.544
2017	4.556
2018	6.477
2019	6.399
2020	6.492
2021	5.840
2022	6.512
2023	6.526
2024	5.873
2025	6.547
2026	5.898
2027	6.576
2028	6.594
2029	5.944
2030	6.623
2031	5.979
2032	6.666
TIR	6,39%

FONTE: O AUTOR (2015)

C) PCH's no MRE com usina de biomassa por contrato bilateral

Na Tabela 57 são apresentados os resultados dos parâmetros estatísticos das receitas referentes a PCH São Jorge com repotenciação, enquadrada no MRE com usina de biomassa, que vende a energia térmica produzida por contrato bilateral, modeladas pelo PAR(p) para geração de séries sintéticas.

Tabela 57 – Estatísticas das receitas (R\$) geradas para PCH São Jorge com repotenciação, a partir das séries sintéticas pelo modelo PAR(p) no MRE com usina de biomassa

Parâmetros estatísticos	PCH São Jorge
Média	1.122.159
Erro padrão	102.287
Mediana	1.261.587
Desvio padrão	792.318
Variância da amostra	6,28E+11
Excesso de Curtose	0,26
Assimetria	0,25
Contagem (número de meses)	60
Nível de confiança (95,0%)	204.677

FONTE: O AUTOR (2015)

Em comparação com as outras duas hipóteses, esta alternativa foi a que obteve a maior receita total média de R\$ 1.122.159 que é o ponto no qual mais se concentram os dados da distribuição, com um desvio padrão de R\$ 792.318, com um intervalo de confiança de R\$ 204.677 (este valor indica a probabilidade de 95,00% de um evento ocorrer).

Na Figura 81 é possível visualizar o fluxo de receitas médias mensais da PCH São Jorge com repotenciação das 1000 séries sintéticas geradas para os 60 meses estudados, sendo esta usina enquadrada do MRE, com uma usina de biomassa operando, em contrato bilateral. Neste caso, o fluxo de receitas sofreu influências das sazonalidades: (i) do plantio da biomassa e (ii) da vazão dos rios estudados. A colheita da biomassa foi o que mais influenciou o fluxo de receitas.

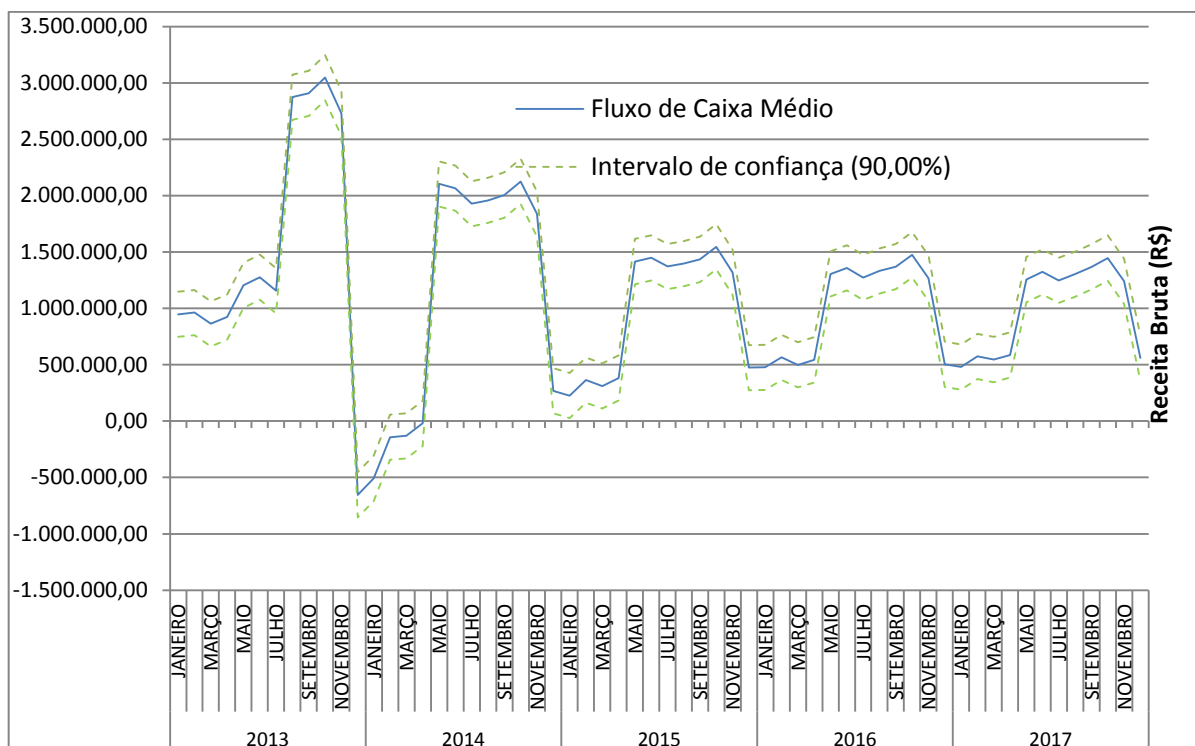


FIGURA 81 – Fluxo de receita médio mensal das 1000 séries sintéticas geradas pelo modelo PAR(p) da PCH São Jorge com repotenciação para o período estudado, com venda de energia no MRE e uma usina de biomassa que opera por contrato bilateral
FONTE: O AUTOR (2015)

Na Tabela 58 é mostrado o fluxo de caixa da geração e a TIR das séries sintéticas do modelo PAR(p) para 20 anos da PCH São Jorge com repotenciação. Para se obter, as receitas líquidas foi descontado 1% do faturamento bruto mensal, que é para manutenção e operação, além dos impostos mostrados na Tabela 10.

Tabela 58 – Fluxo de caixa usando séries sintéticas do modelo PAR(p) (R\$) da PCH São Jorge com repotenciação no MRE e com usina de biomassa com contrato bilateral

Ano	PCH São Jorge (x10 ³)
2012	-83.230
2013	15.321
2014	11.121
2015	9.523
2016	9.770
2017	9.737
2018	16.323
2019	12.101
2020	11.417
2021	10.975
2022	11.607
2023	16.371
2024	11.575
2025	11.471
2026	11.033
2027	11.671
2028	16.439
2029	11.647
2030	11.547
2031	11.114
2032	11.761
TIR	13,31%

FONTE: O AUTOR (2015)

D) PCH's no mercado livre de energia com usina de biomassa por contrato bilateral

Os cálculos foram realizados em planilhas no Excel versão 2010, de acordo com o método descrito capítulo 3, item 3.3 na hipótese (D). Na Tabela 59 são apresentados os resultados dos parâmetros estatísticos das receitas referentes da PCH São Jorge com repotenciação, enquadradas no mercado livre de energia com usina de biomassa, que vende a energia térmica produzida por contrato bilateral.

Tabela 59 – Estatísticas das receitas (R\$) geradas a partir das séries sintéticas da PCH São Jorge com repotenciação pelo modelo PAR(p) no mercado livre com usina de biomassa

Parâmetros estatísticos	PCH São Jorge
Média	1.397.901
Erro padrão	130.679
Mediana	1.475.371
Desvio padrão	1.012.241
Variância da amostra	1,02E+12
Excesso de Curtose	1,28
Assimetria	0,72
Contagem (número de meses)	60
Nível de confiança (95,0%)	261.489

FONTE: O AUTOR (2015)

Na Tabela 59 a PCH São Jorge, para um período de 60 meses, possuem receitas totais com média de R\$ 1.397.901 que é o ponto no qual mais se concentram os dados da distribuição, com uma dispersão estatística de R\$ 1.012.241, com um intervalo de confiança de R\$ 261.489 (este valor indica a probabilidade de 95,00% de um evento ocorrer).

Na Figura 82 é possível visualizar o fluxo de receitas médias mensais das PCH São Jorge com repotenciação das 1000 séries sintéticas geradas para os 60 meses estudados, sendo estas usinas enquadradas no mercado livre, com uma usina de biomassa operando, em contrato bilateral. Neste caso, o fluxo de receitas sofreu influências das sazonalidades: (i) do plantio da biomassa e (ii) da vazão dos rios estudados. A colheita da biomassa foi o que mais influenciou o fluxo de receitas.

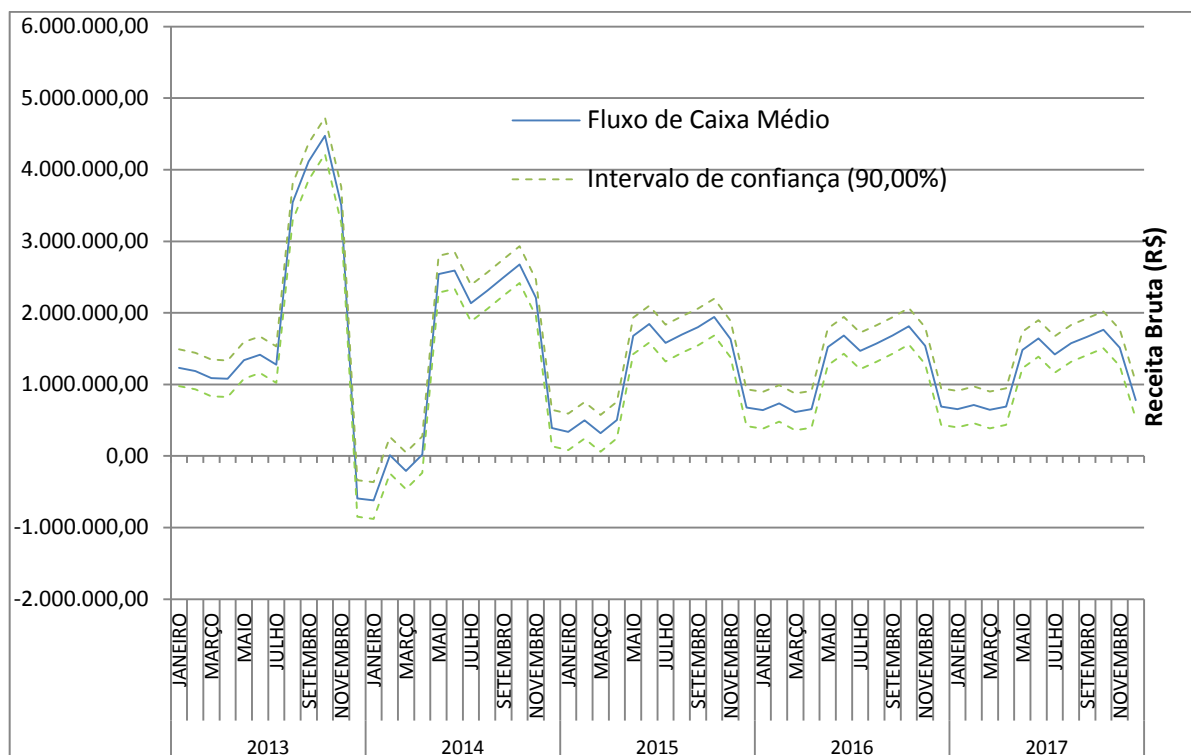


FIGURA 82 – Fluxo de receita médio mensal das 1000 séries sintéticas geradas pelo modelo PAR(p) da PCH São Jorge com repotenciação para o período estudado, com venda de energia no mercado livre e uma usina de biomassa que opera por contrato bilateral
FONTE: O AUTOR (2015)

Na Tabela 60 é mostrado o fluxo de caixa da geração e a TIR das séries sintéticas do modelo PAR(p) para 20 anos da PCH São Jorge com repotenciação. Para se obter, as receitas líquidas foi descontado 1% do faturamento bruto mensal, que é para manutenção e operação, além dos impostos mostrados na Tabela 10.

Tabela 60 – Fluxo de caixa usando séries sintéticas do modelo PAR(p) (R\$) da PCH São Jorge com repotenciação no mercado livre e com usina de biomassa com contrato bilateral

Ano	PCH São Jorge (x10 ³)
2012	-83.230
2013	20.127
2014	13.821
2015	12.014
2016	12.116
2017	12.048
2018	20.888
2019	16.612
2020	15.789
2021	16.033
2022	16.111
2023	20.888
2024	16.612
2025	15.789
2026	16.033
2027	16.111
2028	20.888
2029	16.612
2030	15.789
2031	16.033
2032	16.111
TIR	18,34%

FONTE: O AUTOR (2015)